

# Einbindung dezentraler Erzeuger am Beispiel von Photovoltaikanlagen ins elektrische Verteilungsnetz und die Auswirkungen auf die Netzstruktur

Vom Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität  
Darmstadt zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)  
genehmigte Dissertation



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
DARMSTADT

von

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Marc Eisenreich

Ingénieur diplômé de l'Ecole Centrale de Lyon

Geboren am 17. September 1980 in Rothenburg ob der Tauber

Referent:	Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer
Korreferenten:	Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann
	Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Tag der Einreichung:	1. August 2017
Tag der mündlichen Prüfung:	6. Februar 2018

D17

Darmstadt 2018

---

Eisenreich, Marc: Einbindung dezentraler Erzeuger am Beispiel von Photovoltaikanlagen ins elektrische Verteilungsnetz und die Auswirkungen auf die Netzstruktur

Darmstadt, Technische Universität Darmstadt,

Jahr der Veröffentlichung der Dissertation auf TUpriints: 2018

Tag der mündlichen Prüfung: 06.02.2018

Bitte zitieren Sie dieses Dokument als:

URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-75196

URL: <http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/id/eprint/7519>

Dieses Dokument wird bereitgestellt von tuprints,

E-Publishing-Service der TU Darmstadt

<http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de>

[tuprints@ulb.tu-darmstadt.de](mailto:tuprints@ulb.tu-darmstadt.de)

Die Veröffentlichung steht unter folgender Creative Commons Lizenz:

Namensnennung – Keine kommerzielle Nutzung – Keine Bearbeitung 4.0 International



<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

---

---

## Vorwort

---

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energiesysteme im damaligen Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Technischen Universität Darmstadt.

Mein herzlicher Dank gilt an erster Stelle meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer für die wissenschaftliche Betreuung dieser Arbeit. Während meiner Zeit am Fachgebiet habe ich seinen Rat und seine Erfahrung schätzen gelernt. Seine wertvollen Anregungen und Hinweise zum Thema und nicht zuletzt sein Vertrauen und seine Geduld haben mir diese Arbeit ermöglicht.

Ich danke Herrn Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann für die Übernahme des Korreferats und das Interesse an meinem Thema. Ebenso danke ich Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson für die Übernahme des Korreferats und das kritische Lesen meiner fertigen Arbeit.

Die Arbeit wurde unterstützt durch das Förderprogramm network<sup>2</sup> der EnBW Regional AG (heute: Netze BW). Ich danke dem Unternehmen für die Bereitstellung von Netzdaten sowie insbesondere den Herren Dr.-Ing. Jürgen Backes, Dipl.-Ing. Bernd Maurer und Dr.-Ing. Alois Kessler für den aufschlussreichen Austausch bei den regelmäßigen Treffen.

Meinen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen am Institut, Herrn Prof. Dr.-Ing. Jürgen Stenzel sowie den Mitarbeitenden im Sekretariat und in der Werkstatt danke ich für die angenehme Zusammenarbeit und die freundschaftliche Atmosphäre. Ich empfand diese Jahre des voneinander Lernens in Lehre und Forschung persönlich sehr bereichernd – vom gemeinsamen Klausuren korrigieren über das Starten beim Stadtlauf bis hin zu unvergesslichen Erlebnissen bei Exkursionen und Konferenzen.

Ich danke allen Studenten, die durch ihre von mir betreuten studentischen Arbeiten einen Beitrag zu meiner Arbeit leisteten, für die gute Zusammenarbeit.

Schließlich danke ich meinen Eltern und meiner Familie, auf die ich immer zählen konnte, insbesondere meinem Großvater, der mir stets ein Ansporn gewesen ist. Nicht zuletzt danke ich meinem jetzigen Vorgesetzten Dipl. El. Ing. FH Marc Mürner für die Motivation und die Freiräume, um diese Arbeit fertigstellen zu können. Ein ganz besonderer Dank gebührt meiner Frau Angelina für die liebevolle Unterstützung, die Geduld und das entgegengebrachte Verständnis.

Ipsach, im Mai 2018

Marc Eisenreich

---



---

## Inhaltsverzeichnis

---

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>V</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>XI</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>XIII</b>
<b>Kurzfassung .....</b>	<b>XV</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>XVII</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation .....	1
1.2 Zielsetzung/Stand der Technik.....	2
1.3 Aufbau .....	4
<b>2 Herausforderungen in Verteilungsnetzen .....</b>	<b>5</b>
2.1 Bestandsaufnahme der Verteilungsnetze in Deutschland .....	6
2.2 Trends und Entwicklungstendenzen .....	8
2.2.1 Erneuerbare Erzeugung.....	8
2.2.2 Dezentrale Einspeisung .....	10
2.2.3 Intelligente Steuerung.....	12
<b>3 Aufbau des untersuchten Netzgebietes .....</b>	<b>15</b>
3.1 Nachbildung des Leitungsnetzes.....	15
3.1.1 Beschreibung der Netzgebiete .....	15
3.1.2 Klassifizierung von Niederspannungsnetzen .....	17
3.2 Nachbildung der vorhandenen Lasten .....	27
3.2.1 Standardlastprofile des BDEW.....	27
3.2.2 Anwendung auf das untersuchte Netzgebiet .....	30
3.3 Nachbildung der Photovoltaikanlagen .....	31
3.3.1 Technische Eigenschaften von Modulen und Wechselrichtern.....	32
3.3.2 Einspeiseverläufe und Anlagenleistung.....	36
3.4 Festlegung der Konfigurationen und Szenarien .....	45

<b>4</b>	<b>Lastfluss .....</b>	<b>51</b>
4.1	Nachbildung und Berechnung .....	51
4.1.1	Nachbildung der Betriebsmittel für die Lastflussberechnung .....	52
4.1.2	Verfahren der Lastflussberechnung .....	55
4.2	Bewertungskriterien .....	58
4.2.1	Belastung der Betriebsmittel .....	58
4.2.2	Spannungsband an den Knoten .....	60
4.2.3	Gesetzliche Vorschriften .....	61
4.3	Simulationen im bestehenden Netz .....	62
4.3.1	Vorgehensweise .....	62
4.3.2	Konventionelle Ausgangslage .....	66
4.4	Alternative Maßnahmen .....	79
4.4.1	Wirkleistungsregelung an der Erzeugungsanlage .....	80
4.4.2	Blindleistungsregelung am Solarwechselrichter .....	83
4.4.3	Spannungsregelung am Ortnetztransformator .....	96
4.4.4	Zwischenfazit .....	109
<b>5</b>	<b>Zuverlässigkeit .....</b>	<b>115</b>
5.1	Grundlagen .....	115
5.2	Erweiterung des Netzmodells .....	120
5.2.1	Schaltanlagen im Verteilungsnetz .....	121
5.2.2	Zuverlässigkeitskenndaten für Betriebsmittel im Verteilungsnetz .....	123
5.2.3	Anpassungen beim Simulationsablauf .....	126
5.3	Zuverlässigkeitsbedingter Netzausbau .....	127
5.3.1	Bedeutung der Netzform .....	129
5.3.2	Netzverstärkungen .....	131
5.3.3	Kabelverteilerschränke .....	134
5.3.4	Zwischenfazit .....	137
<b>6</b>	<b>Finanzielle Bewertung .....</b>	<b>139</b>
6.1	Erlös- und Kostensituation im Netzbetrieb .....	139
6.2	Finanzielle Auswirkungen von Netzverstärkungsmaßnahmen .....	142
6.2.1	Netzverstärkungen und Einspeisemanagement .....	142
6.2.2	Qualitätselement und Netzentgelte .....	145
<b>7</b>	<b>Fazit .....</b>	<b>147</b>

---

<b>Literaturangaben .....</b>	<b>151</b>
<b>Eigene Veröffentlichungen.....</b>	<b>155</b>
<b>Anhang.....</b>	<b>157</b>
<b>Lebenslauf.....</b>	<b>161</b>
<b>Erklärung laut §9 PromO .....</b>	<b>163</b>





---

## Abbildungsverzeichnis

---

Abb. 2.1: Rolle der Netzebenen bisher und zukünftig [5] .....	6
Abb. 2.2: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2016 (vorläufig) nach [6] .....	9
Abb. 2.3: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2016 (vorläufig) nach [6] .....	9
Abb. 3.1: Typisches MS-Netz für die Gebiete Land und Mittelstadt .....	17
Abb. 3.2: Typische Netztopologien im NS-Netz .....	18
Abb. 3.3: Cluster Dendrogramm für die Gesamtheit der NS-Netze .....	22
Abb. 3.4: Factor Map für die Gesamtheit der NS-Netze mit den beiden Hauptkomponenten ..	23
Abb. 3.5: Verteilung der qualitativen Merkmale je Cluster .....	25
Abb. 3.6: Verteilung der quantitativen Merkmale je Cluster .....	26
Abb. 3.7: Unterschied zwischen Lastgang und Lastprofil eines beispielhaften Haushalts am 17. März 2010.....	28
Abb. 3.8: Definition von Jahreszeiten und Dynamisierungsfaktor für die VDEW-Lastprofile ..	29
Abb. 3.9: Jahresdauerlinien der VDEW-Lastprofile a Jahresdauerlinien der Standardlastprofile b Zoom auf den Beginn der Jahresdauerlinien .....	30
Abb. 3.10: Übersichtsdarstellung zu den Begriffen Erzeugungseinheit und Erzeugungsanlage nach [20] (modifiziert) .....	31
Abb. 3.11: Preisentwicklung von PV-Modulen. Daten aus [22] .....	34
Abb. 3.12: Auswahl und Aufbereitung der Einspeiseverläufe.....	37
Abb. 3.13: Kennwerte der PV-Einheiten und -Anlagen .....	39
Abb. 3.14: Einspeiseverläufe für ausgewählte Anlagen bei unterschiedlicher Wolkenlage.....	40
Abb. 3.15: Auswahl der Anlagengrößen.....	42
Abb. 3.16: Zusammensetzung des Anlagenparks im Netzgebiet [28].....	42
Abb. 3.17: Ausschnitt aus dem Netzplan .....	43
Abb. 3.18: Erstellung der Übergabeparameter der PV-Anlagen an das Rechenprogramm .....	44
Abb. 3.19: Erstellung der Übergabeparameter der ONS-Verläufe für die MS-Simulationen....	47
Abb. 4.1: Ersatzschaltung einer kurzen Leitung für Lastflussberechnungen .....	52

Abb. 4.2: Ersatzschaltung des Transformators für Lastflussberechnungen .....	53
Abb. 4.3: Ersatzschaltbild eines MS-Netzgebietes .....	63
Abb. 4.4: Beispielhafter Boxplot .....	64
Abb. 4.5: Beispielhafte Heatmap .....	65
Abb. 4.6: Knotenspannungen der zwölf repräsentativen NS-Netze ohne (Szenario 0, oben) und mit maximaler (Szenario 1, unten) PV-Einspeisung .....	67
Abb. 4.7: Differenz der Knotenspannungen der zwölf repräsentativen NS-Netze in Prozent zwischen maximaler (Szenario 1) und ohne (Szenario 0) PV-Einspeisung .....	69
Abb. 4.8: Transformatorauslastung in den zwölf repräsentativen NS-Netzen ohne (Szenario 0, oben) und mit maximaler (Szenario 1, unten) PV-Einspeisung .....	70
Abb. 4.9: Leitungsauslastung in den zwölf repräsentativen NS-Netzen ohne (Szenario 0, oben) und mit maximaler (Szenario 1, unten) PV-Einspeisung .....	71
Abb. 4.10: Heatmap der Spannungsanhebungen für Szenario 1 (maximale PV- Einspeisung) und Topologie von Netz „6, L1“ .....	74
Abb. 4.11: Heatmap der Spannungsanhebungen für Szenario 1 (maximale PV- Einspeisung) und Topologie von Netz „5, M1“ .....	75
Abb. 4.12: Heatmap der Spannungsanhebungen für Szenario 1 (maximale PV- Einspeisung) und Topologie von Netz „4, L1“ .....	76
Abb. 4.13: Knotenspannungen der beiden MS-Netze ohne (Szenario 0, links) und mit maximaler (Szenario 1, rechts) PV-Einspeisung .....	77
Abb. 4.14: Differenz der Knotenspannungen der beiden MS-Netze in Prozent zwischen maximaler (Szenario 1) und ohne (Szenario 0) PV-Einspeisung .....	78
Abb. 4.15: Transformatorauslastungen der beiden MS-Netze ohne (Szenario 0, links) und mit maximaler (Szenario 1, rechts) PV-Einspeisung .....	78
Abb. 4.16: Leitungsauslastungen der beiden MS-Netze ohne (Szenario 0, links) und mit maximaler (Szenario 1, rechts) PV-Einspeisung .....	79
Abb. 4.17: Einspeisemanagement nach EEG 2014 .....	81
Abb. 4.18: Erzeugungsdauerlinien aus 80 Anlagenjahren (40 Verläufe für zwei Jahre) .....	81
Abb. 4.19: Erzeugungsverlust durch Abregelung bei 70 % und 50 % der Anlagenleistung .....	82

Abb. 4.20: Prinzip der Blindleistungsbereitstellung am Solarwechselrichter a vereinfachtes Ersatzschaltbild des Wechselrichters b Zeigerbild der Grundswingungsgrößen.....	84
Abb. 4.21: Zusammenhang zwischen Spannung und Blindleistungsregelung a einphasiges Ersatzschaltbild eines Niederspannungsnetzes mit Einspeisung b Spannungszeiger bei reiner Wirkleistungseinspeisung c Spannungszeiger bei Blindleistungsregelung .....	85
Abb. 4.22: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie nach Szenario 3a .....	86
Abb. 4.23: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie nach Szenario 3b.....	86
Abb. 4.24: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie nach Szenario 3c .....	87
Abb. 4.25: Differenz der Knotenspannungen der zwölf repräsentativen NS-Netze von Szenario 2 ( $\cos\varphi$ fix, oben) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , unten) gegenüber Szenario 0 (ohne PV-Einspeisung) .....	88
Abb. 4.26: Transformatorauslastung in den zwölf repräsentativen NS-Netzen von Szenario 2 ( $\cos\varphi$ fix, oben) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , unten) .....	89
Abb. 4.27: Leitungsauslastung in den zwölf repräsentativen NS-Netzen von Szenario 2 ( $\cos\varphi$ fix, oben) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , unten) .....	90
Abb. 4.28: Heatmap der Spannungsanhebungen der Netze „6, L1“ (oben), „5, M1“ (Mitte) und „4, L1“ (unten) für Szenario 2 ( $\cos\varphi$ fix) .....	92
Abb. 4.29: Heatmap der Spannungsanhebungen der Netze „6, L1“ (oben), „5, M1“ (Mitte) und „4, L1“ (unten) für Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ ).....	93
Abb. 4.30: Differenz der Knotenspannungen der beiden MS-Netze von Szenario 2 ( $\cos\varphi$ fix, links) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , rechts) gegenüber Szenario 0 (ohne PV-Einspeisung) .....	94
Abb. 4.31: Transformatorauslastung der beiden MS-Netze von Szenario 2 ( $\cos\varphi$ fix, links) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , rechts) .....	95
Abb. 4.32: Leitungsauslastung der beiden MS-Netze von Szenario 2 ( $\cos\varphi$ fix, links) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , rechts) .....	95
Abb. 4.33: Aufteilung des Spannungsbandes zwischen Umspannwerk und Endkunde [35] ...	96

Abb. 4.34: Prinzipschaltbilder der gängigen Typen von regelbaren Ortsnetztransformatoren. a) Laststufenschalter überspannungsseitig; b) Laststufenschalter unterspannungsseitig; c) mit Boostersystem.....	97
Abb. 4.35: Regelkonzepte von regelbaren Ortsnetztransformatoren .....	98
Abb. 4.36: Differenz der Knotenspannungen der zwölf repräsentativen NS-Netze von Szenario 4a (lokale Spannungsregelung, oben) und Szenario 4b (entfernte Spannungsregelung, unten) durch RONT gegenüber Szenario 0 (ohne PV-Einspeisung) .....	101
Abb. 4.37: Heatmap der Spannungsanhebungen der Netze „6, L1“ (oben), „5, M1“ (Mitte) und „4, L1“ (unten) für Szenario 4a (lokale Spannungsregelung) .....	103
Abb. 4.38: Heatmap der Spannungsanhebungen der Netze „6, L1“ (oben), „5, M1“ (Mitte) und „4, L1“ (unten) für Szenario 4b (entfernte Spannungsregelung) .....	104
Abb. 4.39: Vergleich von Stufenanzahl und -höhe beim RONT .....	106
Abb. 4.40: Vergleich des Knotens für die Fernregelung beim RONT .....	106
Abb. 4.41: Häufigkeitsverteilung der Spannungen auf der MS-Seite der ONS in kV.....	107
Abb. 4.42: Vergleich der Spannungen an den Enden der NS-Abgänge (oben) und an der MS-Seite der ONS (unten).....	108
Abb. 4.43: Knotenspannung (oben) und Differenz der Knotenspannungen gegenüber Sz0 (unten) für alle zwölf NS-Netze.....	109
Abb. 4.44: Transformatorauslastung (oben) und Leitungsauslastung (unten) für alle zwölf NS-Netze .....	111
Abb. 4.45: Zusammenhang zwischen Spannungs- und Blindleistungsregelung .....	112
Abb. 5.1: Aspekte der Dienstleistungsqualität in Anlehnung an [39] .....	116
Abb. 5.2: Ablauf der probabilistischen Zuverlässigkeitsuntersuchung .....	117
Abb. 5.3: Entwicklung des SAIDI in der MS- und NS-Ebene von 2006 bis 2015. Daten aus [43] .....	120
Abb. 5.4: Abgrenzung der Begriffe Station und Schaltanlage.....	121
Abb. 5.5: Mittelspannungsnetz mit Schaltgeräten .....	122
Abb. 5.6: Niederspannungsnetz mit Schaltgeräten .....	123
Abb. 5.7: Qualitative Auswirkungen von Netzverstärkungen .....	129

---

Abb. 5.8: Rolle des KVS für die Nichtverfügbarkeit .....	131
Abb. 5.9: Verstärkungsmaßnahmen (in blau) von NS-Netz 4, L1.....	132
Abb. 5.10: SAIDI-Beiträge der einzelnen Kunden für verschiedene Ausbauvarianten von NS-Netz 4, L1 .....	133
Abb. 5.11: Zusätzliche KVS und Verstärkungsmaßnahmen (in blau) von NS-Netz 6, L1 .....	135
Abb. 5.12: SAIDI-Beiträge der einzelnen Kunden für verschiedene Ausbauszenarien von NS-Netz 6, L1 .....	136
Abb. 6.1: Kostenarten der Anreizregulierung .....	140
Abb. 6.2: Effizienz der Blindleistungsregelung für verschiedene Konfigurationen, Tage und Varianten .....	144



---

## Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 2.1: Bruttostromerzeugungskapazitäten in Deutschland 2014 [6] .....	10
Tabelle 3.1: Statistische Daten der untersuchten Netzgebiete.....	16
Tabelle 3.2: Zuweisung von Kundengruppen auf die vorhandenen Ortsnetzstationen .....	20
Tabelle 3.3: Kenngrößen gängiger PV-Module. Daten aus [22, 23] .....	33
Tabelle 3.4: Kenngrößen gängiger Solarwechselrichter. Daten aus [23, 24] .....	36
Tabelle 3.5: Allokation der zwölf repräsentativen NS-Netze auf die 331 NS-Netze .....	48
Tabelle 4.1: Daten der verwendeten Leitungen .....	53
Tabelle 4.2: Daten der verwendeten Transformatoren .....	54
Tabelle 4.3: Spannungsanhebung und Betriebsmittelauslastung bei Durchdringungsgrad 1 (Szenario 1) und Ermittlung des maximalen Durchdringungsgrades .....	72
Tabelle 4.4: Abschließende Bewertung aller Optionen .....	113
Tabelle 5.1: Bedeutung und Berechnung der verwendeten Zuverlässigkeitskenngrößen.....	119
Tabelle 5.2: Zuverlässigkeitskenndaten für die verwendeten Betriebsmittel .....	126
Tabelle 5.3: Zuverlässigkeitskenngrößen für verschiedene Ausbauvarianten von NS-Netz 4, L1 .....	133
Tabelle 5.4: Zuverlässigkeitskenngrößen für verschiedene Ausbauvarianten von NS-Netz 6, L1 .....	136
Tabelle A.1: Jahresenergieverbrauch für verschiedene Standardlastprofiltypen.....	157
Tabelle A.2: Bezogene Anzahl von stochastischen Störungen mit Versorgungsunterbrechung je Fehlerort und Störungsanlass [41, 44 bis 47] .....	158
Tabelle A.3: Aus-Dauern der verwendeten Betriebsmittel [41, 47] .....	159





---

## Abkürzungsverzeichnis

---

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
DEA	dezentrale Erzeugungsanlage
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESR	Einzelstrangregler
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
FEA	Fehlereffektanalyse
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
KVS	Kabelverteilerschrank
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MPP	Maximum Power Point (leistungsmaximaler Arbeitspunkt einer PV-Zelle)
MS	Mittelspannung
NAP	Netzanschlusspunkt
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
PV	Photovoltaik
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VNB	Verteilungsnetzbetreiber



---

## Kurzfassung

---

Die Energiewende findet im Verteilungsnetz statt. Durch technischen Fortschritt und politischen Gestaltungswillen sind seit Beginn dieses Jahrhunderts bundesweit über eine Million Photovoltaikanlagen ans öffentliche Versorgungsnetz angeschlossen worden, zum allergrößten Teil in der niedrigsten Spannungsebene. In mehr und mehr Regionen führt dies zu einem Paradigmenwechsel im Verteilungsnetz, d.h., es kommt zu zeitweise bidirektionalen Leistungsflüssen, was bislang ungekannte Herausforderungen bei Netzplanung und Netzbetrieb zur Folge hat. Lösungen dafür sind unter dem Begriff „Smart Grid“ bekannt, und wurden in verschiedenen teilweise öffentlich geförderten Forschungsprojekten untersucht.

In diesen Kontext ist die vorliegende Arbeit einzuordnen. Wesentliche Merkmale sind ein systemischer Blick auf das Netz als Gesamtsystem statt auf einzelne Komponenten. Wegen des Fokus auf das Gesamtsystem werden die Ergebnisse ausschließlich mittels Softwaresimulationen erzielt und nicht im Labor oder im realen Netz. Dafür werden reale Netzdaten, generische Verbrauchsprofile sowie reale Einspeiseverläufe verwendet.

Von einem Verteilungsnetzbetreiber stehen reale Daten der einem Umspannwerk unterlagerten Mittel- und Niederspannungsebene zur Verfügung. Auf dieser Basis werden die Niederspannungsnetze anhand qualitativer und quantitativer Kriterien in sechs Cluster eingeteilt und zwölf repräsentative Niederspannungsnetze sowie die beiden Mittelspannungsnetze detailliert nachgebildet. Weiterhin wird anhand eines öffentlichen Registers von Photovoltaikanlagen eine Verteilung der PV-Anlagengröße auf die Netzanschlusspunkte der Niederspannung erstellt. Der zeitliche Verlauf der Einspeisung wird aus realen Leistungsverläufen gewonnen. Die Annahmen zur Durchdringung mit PV-Anlagen und die Cluster gehen in die Festlegung der Konfigurationen ein. In der Ausgangslage werden die repräsentativen Niederspannungsnetze ohne PV-Anlagen betrachtet. Im zweiten Schritt wird in diesen Netzen die Situation mit maximaler dezentraler Einspeisung simuliert. Als drittes wird die gesamte Mittelspannungsebene untersucht, indem die Niederspannungsnetze durch Vertreter aus ihrem Cluster aggregiert werden.

Lastflusssimulationen bilden den Schwerpunkt dieser Arbeit. Dafür wird ein Netzberechnungsprogramm eingesetzt, weshalb die gängige Modellierung der Betriebsmittel übernommen wird. Die Netznachbildung erfolgt nur im Mitsystem. Die Simulationen erfolgen quasistatisch durch Vorgabe von Profilen für Wirk- und Blindleistung an den Netzanschlusspunkten und mit einer simulierten Dauer von zwei Jahren. Knotenspannungen sowie die Auslastung von Transformatoren und Leitungen sind Gegenstand der Auswertung. Die Simulationen werden in verschiedenen Szenarien durchgeführt. Sie unterscheiden sich in den Maßnahmen zur Behebung von

---

Grenzwertverletzungen. Im Niederspannungsnetz ist fast ausschließlich das Spannungsband betroffen. Als insgesamt wirkungsvollste Maßnahme hat sich der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators erwiesen. Blindleistungsregelung am Wechselrichter eignet sich eher in Einzelfällen, führt aber auch zu einer höheren Auslastung der Betriebsmittel. In der Mittelspannungsebene werden unter den gewählten Annahmen auch vereinzelt Leitungen überlastet.

Die Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit werden mit Hilfe einer probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung untersucht. Die Bewertung erfolgt anhand von standardisierten Kenngrößen wie der durchschnittlichen Nichtverfügbarkeit für Netzkunden. Dieser Wert wird hauptsächlich beeinflusst von zusätzlichen Umschaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung, wenngleich die Effekte insgesamt eher gering sind.

Eine finanzielle Betrachtung der untersuchten Aspekte schließt diese Arbeit ab. Im aktuellen regulatorischen Regime stellen Netzverstärkungen oder Entschädigungszahlungen aufgrund von Abregelung bei der Festsetzung der Netzentgelte grundsätzlich anrechenbare Kosten dar. Aus diesem Grund gibt es für den Netzbetreiber allenfalls indirekte Anreize, Spannungsprobleme besonders effizient zu lösen oder die Zuverlässigkeit durch Verstärkungen zu steigern.

---

## Abstract

---

The energy transition occurs at the distribution grid system level. Through technical progress and political will, more than one million photovoltaic plants have been connected to the German public power system since the beginning of this century. To a large extent, this was accomplished by implementing the PV systems at the lowest voltage level. In more and more regions, this has led to a paradigm shift in the distribution grid, i.e. the flow of electricity has become bi-directional, which results in unprecedented challenges for grid planning and operation. Solutions for these are known collectively under the term of “Smart Grid” and have been studied in numerous public-funded research projects.

The present work should be classified in this context. Key features are a systemic view of the network as a whole system rather than as a collection of individual components. Due to the focus on the whole system, the results have been obtained exclusively by means of software simulations and not in the laboratory or in the field. Real network data, generic consumption profiles and real feed-in processes are used in connection with the simulation tools for this purpose.

Real network data from the medium- and low-voltage grid levels, which are subordinated to a single substation, were provided by a distribution network operator. On this basis, the low-voltage networks are divided into six clusters, based on specific qualitative and quantitative criteria, and twelve representative low-voltage networks, as well as the two medium-voltage networks, are modelled in detail. In addition, a distribution of PV plant sizes to grid connection points at the low-voltage grid level is assumed, based on an existing public register of photovoltaic plants. The time curves for the electricity feed-in are obtained from real production data. The assumptions for the penetration of PV systems and the clusters are used to define the various configurations. As a starting point, the representative low-voltage networks are considered without PV systems installed. In a second step these networks are considered for the case with maximum decentralized, PV system feed-in. Finally, the entire medium-voltage grid level is investigated by aggregating the low-voltage networks through representatives from their clusters.

Load flow simulations are the main focus of this study. For this purpose, a network calculation program is employed, which is why the standard equipment modelling has been adopted. The network simulation only considers a single-phase, that is, only in a positive sequence system. The simulations are carried out quasi-statically by specifying profiles for active and reactive power at the grid connection points and considering a simulation period of two years. Node

---

voltages, as well as the loading of the transformers and lines are results of the evaluation. The simulations are carried out considering different scenarios. These vary in the methods used for the elimination of limit violations. In the low-voltage network, the voltage range is almost exclusively affected. In this case, the use of a regulated distribution transformer has proved to be the most effective measure. Reactive power control at the PV-inverter is more suitable in some cases, but also leads to higher loading of the equipment. In the medium-voltage grid, individual lines are also overloaded under the selected assumptions.

The effects on service reliability are examined with the help of a probabilistic reliability calculation. The assessment is based on standardized parameters, such as the average unavailability for network customers. This value is mainly influenced by additional switching options for re-establishing service, although the overall effects are rather small.

A financial analysis of the examined aspects completes this investigation. In the current regulatory situation, grid upgrades or compensatory payments are chargeable costs in general, due to the settling charges. For this reason, there are currently, at best, indirect incentives to the grid operator to solve voltage problems in the most efficient way, or to increase service reliability through grid upgrades.

---

# 1 Einleitung

---

Der Begriff Smart Grid wird zwar weltweit aber keinesfalls einheitlich verwendet. Nach [1] wird der Begriff „Smart Grid“ wie folgt definiert: „Hierbei wird mit „Smart Grid“ der verstärkte Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie in elektrischen Netze verstanden, um aufgrund der volatilen Einspeisung von regenerativen Erzeugungseinheiten (Wind, Sonne) den Bedarf an elektrischer Energie anzupassen“. Auch innerhalb der großen Industrienationen gibt es höchst unterschiedliche Erwartungen. In den USA, wo es u.a. wegen eines hohen Freileitungsanteils im Verteilungsnetz sowie extremen Wetterbedingungen häufig zu Unterbrechungen kommt, fällt dieser Begriff oft im Zusammenhang mit einer Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit. Diese erreicht in Europa, allen voran in Deutschland, bereits Bestwerte, welche es gleichwohl zu halten gilt. Stattdessen stellt hierzulande eine rasant steigende Anzahl an dezentralen Einspeiseanlagen in den unteren Spannungsebenen eine große Herausforderung dar. Nicht zuletzt erhoffen sich Schwellen- und Entwicklungsländer, in denen weite Teile nicht an ein Versorgungsnetz angeschlossen sind, durch Insellösungen überhaupt Zugang zu elektrischer Energie. Die vorliegende Arbeit beschränkt sich auf die Perspektive eines deutschen Verteilungsnetzbetreibers (VNB: „Verteilungsnetzbetreiber“ bzw. DSO: „Distribution System Operator“). Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über deren Motivation, Zielsetzung und Aufbau.

---

## 1.1 Motivation

---

Die Versorgung mit elektrischer Energie stellt einen Grundpfeiler der Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft dar. Sie lag bisweilen in der Hand von meist öffentlichen Unternehmen. Dennoch wurde Strom als Wirtschaftsgut von der Gesellschaft nicht in besonderem Maße wahrgenommen, allenfalls von Unternehmen als Produktionsfaktor. Seit der Liberalisierung des Marktes für Endkunden können diese ihren Vertragspartner für die Belieferung mit elektrischer Energie frei wählen. Dies brachte neue Anbieter auf den Markt und schärfte außerdem das Bewusstsein für die Herkunft der elektrischen Energie. In dieser Konsequenz fordern die Gesetze zum Ausstieg aus der Kernenergie sowie zum Vorrang für Erneuerbare Energien seit Beginn dieses Jahrtausends als Ausdruck des Wählerwillens eine Wende bei der Produktion von elektrischer Energie ein.

---

Entlang der Wertschöpfungskette vom Kraftwerk zum Verbraucher befindet sich das Übertragungs- und Verteilungsnetz, welches aber nur bedingt unabhängig von der Produktionstechnologie ist. Es besteht gleichermaßen eine Abhängigkeit des Netzes von der Verbraucherseite, die allerdings bisher bereits sehr heterogen ist. Die größeren Veränderungen kommen also von der Erzeugungsseite, welche zunehmend erneuerbar und dezentral ausgerichtet ist. Während die Umgestaltung des Kraftwerksparks unter anderem mit Hilfe neuer Stromanbieter in der öffentlichen Wahrnehmung angekommen ist, ist das Bewusstsein für den Stellenwert des Netzes als Drehscheibe weit weniger ausgeprägt. Die vorliegende Arbeit soll daher die Rolle des Netzes in der Diskussion um die Energiewende hervorheben.

Andererseits wird in Fachkreisen schon länger über das Netz diskutiert, welches sich nach mehrheitlicher Meinung hin zu einem Smart Grid entwickeln muss. Eine allgemeinverbindliche Definition dafür gibt es nicht, aber diejenige der Bundesnetzagentur aus deren Eckpunktepapier vom Dezember 2011 erscheint gut geeignet. Demnach zeichnet sich ein Smart Grid gegenüber einem konventionellen Elektrizitätsnetz dadurch aus, dass es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird. Dies ermöglicht im Betrieb eine bessere Bewirtschaftung der vorhandenen Netzkapazitäten durch Überwachung und Steuerung des Netzzustandes [2]. Im Vordergrund steht also der originäre Tätigkeitsbereich eines VNB's in Abgrenzung zu intelligenten Zählern für die Abrechnung (Smart Meter) sowie zu intelligenten Strommärkten (Smart Market).

---

## **1.2 Zielsetzung/Stand der Technik**

---

Die vorliegende Arbeit untersucht die Auswirkungen einer zunehmend dezentralen Einspeisung aus Photovoltaikanlagen auf das Verteilungsnetz. Der Blickwinkel ist der eines deutschen VNB's im Umfeld der aktuellen Regulierung, das heißt, als entflochtenes Unternehmen, das allen Netzanschlussnehmern einen diskriminierungsfreien Zugang bieten muss. Eine wesentliche Anforderung an den Netzbetrieb besteht darin, Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten. Hinsichtlich Spannungsqualität stellen langsame Spannungsänderungen das entscheidende Kriterium dar. Eine vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) beauftragte und 2015 vorgestellte Studie untersuchte neue Verfahren der statischen Spannungshaltung. Hierbei wurden von einem wissenschaftlichen Konsortium verschiedene zeitnah verfügbare Technologien verglichen mit dem Ziel, eine 2011 verabschiedete technische Anwendungsregel weiterzuentwickeln [3]. Weiterhin werden aktuell im Rahmen des Projekts „U-Control“ Spannungshaltungskonzepte für Verteilungsnetze aus technischer und wirtschaftlicher Sicht



---

untersucht. Dies geschieht in einem Forschungsverbund aus vier Universitäten, drei Netzbetreibern und zwei Herstellern im Rahmen der Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. In beiden Studien kommt der Bildung von Musternetzen für die Niederspannung (NS) zur Durchführung von Simulationen eine große Bedeutung zu, um die Übertragbarkeit der Ergebnisse zu erhöhen. Im Fall von U-Control werden außerdem noch Laborversuche durchgeführt und zusammen mit Simulationen in Feldversuchen validiert. [4]

Die vorliegende Arbeit basiert wie die FNN-Studie ausschließlich auf Simulationen, allerdings mit realen Netzdaten. Aufgrund folgender Überlegung wird außerdem die Mittelspannungsebene (MS-Ebene) berücksichtigt. Grundsätzlich teilen sich MS- und NS-Ebene aufgrund der lange Zeit angewendeten Planungsgrundsätze das gleiche Spannungsband, weil zwischen ihnen zur Zeit überwiegend Transformatoren eingesetzt werden, deren Übersetzungsverhältnis nicht unter Last schaltbar ist. Die größten Auswirkungen durch dezentrale Einspeisung sind zwar im NS-Netz zu erwarten, dennoch sind es allen voran die Spannungsschwankungen, die über den Ortsnetztransformator hinauswirken.

Demgegenüber ist die Auslastung der Betriebsmittel eine Größe, die für jedes Betriebsmittel individuell eingehalten werden muss. An dieser Stelle erfolgt der Bezug zur Versorgungszuverlässigkeit. Andere Veröffentlichungen zeigen, dass im Normalbetrieb die Übertragungskapazität der Leitungen erst bei hoher Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen überschritten wird. Dies muss nicht zwangsläufig auch für den Wiederversorgungsfall gelten. Deshalb wird in dieser Arbeit neben der Lastfluss- auch eine Zuverlässigkeitsberechnung durchgeführt werden. Die These besteht darin, dass bisherige Umschaltmöglichkeiten entfallen, wenn es dadurch im Falle von höheren Stromflüssen zu Überlastungen kommen wird, und somit die Unterbrechungsdauer ansteigt. Die Unterbrechungshäufigkeit sollte weitgehend unbeeinflusst bleiben, weil nur die Zuverlässigkeit der Netzbetriebsmittel und nicht der dezentralen Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden.

Bei allen Untersuchungen liegt der Fokus auf dem Verhalten des Systems und nicht eines einzelnen Betriebsmittels, weshalb diese an Hand von Simulationen in einem Netzberechnungsprogramm durchgeführt werden. Auf diese Weise können Szenarien für unterschiedliche Durchdringung mit dezentralen Anlagen definiert, sowie verschiedene Lösungsvarianten verglichen werden. Generell wird ein möglichst breiter Ansatz verfolgt, weshalb die Simulationen auf mehreren realen Netzen basieren, die anhand der Netzdokumentation nachgebildet werden. Um diesem breiten Anspruch mit vertretbarer Rechenzeit gerecht werden zu können, wird vorgängig eine Clusteranalyse über verschiedene NS-Netze ausgeführt. Somit können diese im Sinne

---

der Komplexitätsreduktion bei Simulationen in der Mittelspannungsebene als aggregierte Lasten nachgebildet werden.

---

### **1.3 Aufbau**

---

Die vorliegende Arbeit gliedert sich in sieben Kapitel. Im Anschluss an diese Einleitung werden im zweiten Kapitel die Herausforderungen dargestellt, welche die Verteilungsnetze aktuell und in Zukunft prägen. Ein weiteres vorbereitendes Kapitel beschreibt den Aufbau des untersuchten Netzgebietes. Dort werden auch die Festlegungen zur Nachbildung im Simulationsprogramm sowie die gewählten Szenarien erläutert. Die beiden Hauptkapitel vier und fünf untersuchen das Netzgebiet unter den Aspekten Lastfluss bzw. Zuverlässigkeit. Theoretische Grundlagen sowie Simulationsergebnisse werden jeweils in den Kapiteln selbst beschrieben. Im sechsten Kapitel erfolgt eine finanzielle Bewertung hinsichtlich finanzieller Aspekte, bevor im letzten Kapitel ein gesamthafes Fazit gezogen wird.

---

## 2 Herausforderungen in Verteilungsnetzen

---

In der öffentlichen Energieversorgung wird zwischen Übertragung und Verteilung unterschieden, welches im Wesentlichen auf den unterschiedlichen Aufgaben beruht. Dabei umfasst das Übertragungsnetz die Höchstspannungsebenen, die bevorzugte Einspeiseebene für Großkraftwerke, und dient dem Transport von elektrischer Energie über große Entfernungen. Es ist ein vermaschtes Verbundnetz mit wenigen wichtigen Knoten und Kuppelstellen ins Ausland, welche bei den aktuellen Lastflüssen oftmals einen Engpass darstellen. In der Regel gibt es einen einzigen oder wenige Übertragungsnetzbetreiber pro Land, in Deutschland sind es vier. Demgegenüber steht das Verteilungsnetz, welches ferner in überregionales, regionales und lokales Verteilungsnetz jeweils für die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene unterteilt werden kann. Dieses besteht aus einzelnen Netzgruppen, die in der Regel unabhängig voneinander betrieben werden. Kraftwerke waren bislang fast nur ans Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz ( $\geq 110$  kV) angeschlossen, die unteren Spannungsebenen dienten ausschließlich der Verteilung und Ausspeisung von elektrischer Energie. Diese Ausspeisung an die Letztkunden, genauer gesagt deren Verbrauchsverhalten, ist relativ gut vorhersehbar, so dass die Einspeisung durch die Kraftwerke der Nachfrage folgte und so für das jederzeit erforderliche Gleichgewicht sorgte. Dies ist in Abb. 2.1 auf der linken Seite dargestellt und als gegenwärtige Situation benannt. Die auf der rechten Seite gezeichnete zukünftige Situation hat längst schon begonnen. Der Paradigmenwechsel besteht darin, dass auf nahezu allen Spannungsebenen kleinere bis kleinste Einspeiseanlagen hinzukommen, deren momentane Leistung zudem wegen der Wetterabhängigkeit flexibel ist. Dies führt zeitweise zu Rückspeisungen in höhere Spannungsebenen. Gleichzeitig wird deren Prognose unsicherer, was einen noch variableren Betrieb der verbleibenden Großkraftwerke erfordert. Die Zahl der VNB variiert sehr stark von Land zu Land; in Deutschland sind es bedingt durch gewachsene Strukturen aus unabhängigen kommunalen Versorgern nahezu 900. Diese sind in Zukunft mit Einspeisung auf allen Spannungsebene und bidirektionalen Lastflüssen am stärksten konfrontiert.

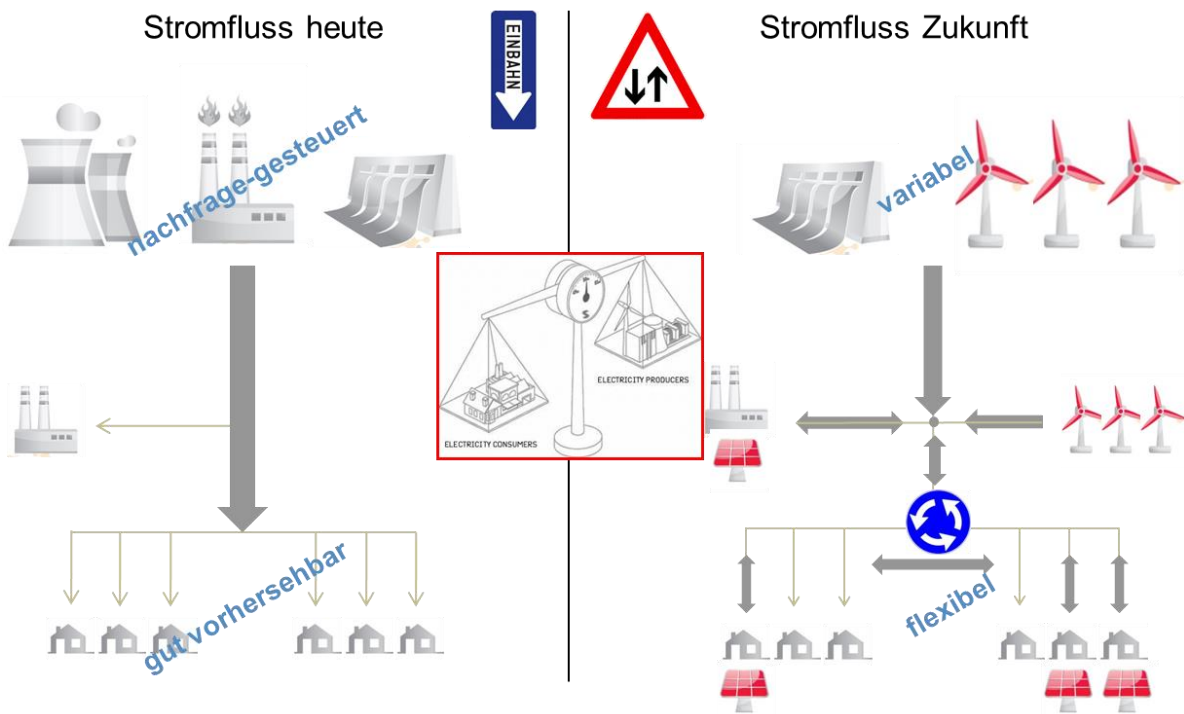


Abb. 2.1: Rolle der Netzebenen bisher und zukünftig [5]

Im folgenden Kapitel werden zunächst die aktuelle Situation und anschließend die Treiber für den Wandel vorgestellt.

## 2.1 Bestandsaufnahme der Verteilungsnetze in Deutschland

Die Anfänge der elektrischen Energieversorgung in Deutschland haben eine dezentrale Struktur. Ein typischer Weg begann mit dem Umbau von Mühlen an Fließgewässern zur Stromerzeugung; wo es eine Nachfrage gab, folgte der Bau eines Netzes zur Versorgung der umliegenden Höfe und Dörfer. Im Laufe der Zeit wurden mehrere solcher benachbarten Inselnetze zusammengeschlossen bzw. es erfolgte der Anschluss an ein Überlandwerk. Die Netze vergrößerten sich und damit auch die daran angeschlossenen Kraftwerke. Insbesondere bei thermischen Kraftwerken, die durch die hohe Energiedichte der fossilen oder nuklearen Primärenergieträger zur Deckung der rasch anwachsenden Nachfrage nötig wurden, wuchs mit dem technischen Fortschritt auf Grund von Skaleneffekten die kostenoptimale Blockleistung auf eine Größenordnung von einem Gigawatt (z. B. Datteln 4, 1100 MW), eine Bündelung mehrerer Blöcke am gleichen Standort kann weitere Vorteile bringen.

---

Dies führte zu einer Struktur, in der zahlenmäßig wenige Großkraftwerke dominieren, die aber dennoch überwiegend in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte gebaut wurden. Die als vermaschtes Verbundnetz ausgeführte Übertragungsnetzebene diente weniger dem Transport über lange Entfernungen, sondern vielmehr als Versicherung im Falle eines Kraftwerksausfalls und damit zur Reduzierung eigener Reserveleistung bzw. zum Ausgleich lokal begrenzter Verbrauchsschwankungen.

Die gesetzliche Versorgungsaufgabe aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), nämlich die allgemeine Anschlusspflicht zur Versorgung von Letztverbrauchern, wird durch die Verteilungsnetzebene wahrgenommen. Bis auf wenige Ausnahmen war somit die Leistungsflussrichtung von dem speisenden Umspannwerk (UW) bis zum Endkunden vorgegeben. Dies führte außerdem zur Bildung von Monopolen, so dass in einem räumlichen Gebiet die ganze Versorgungskette vom Kraftwerk bzw. UW bis zum Zähler beim Kunden in der Hand eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens (EVU) lag.

Im Zuge der politisch getriebenen Liberalisierung zahlreicher Bereiche der Daseinsvorsorge erfuhr auch die elektrische Energieversorgung tiefgreifende Strukturveränderungen. Die sichtbarste davon ist die Öffnung des Marktes für den Stromvertrieb an Verbraucher sowie damit einhergehend die Einrichtung eines Marktplatzes für Strom als handelbares Gut. Der politische Wille zu mehr Wettbewerb lässt sich allerdings nicht sinnvoll auf Netze als natürliche Monopole ausdehnen, weshalb diese stattdessen unter die Aufsicht von staatlichen Regulierungsbehörden gestellt wurden. Dafür war es weiterhin notwendig, die ehemals vertikal integrierten EVUs zu entflechten, so dass wirtschaftlich und rechtlich unabhängige Unternehmen für Erzeugung, Handel, Netz und Vertrieb entstehen. Insbesondere muss allen Beteiligten ein diskriminierungsfreier Netzzugang gewährt werden. Während das Eigentum am Übertragungsnetz in Deutschland gar nicht mehr mehrheitlich bei deutschen Unternehmen liegt, ist dies beim Verteilungsnetz noch der Fall. An beiden Netzebenen finden mehr und mehr branchenfremde Eigentümer Gefallen, wie z.B. Investmentfonds am Übertragungsnetz oder Genossenschaften am Verteilungsnetz.

In Deutschland gibt es knapp 900 VNB, von Tochtergesellschaften traditioneller EVUs über traditionelle oder neu gegründete Stadt- oder Gemeindewerke bis hin zu Familienunternehmen oder neu gegründeten Bürger-Genossenschaften. Diese sind von einem sich ändernden Umfeld gleichermaßen betroffen, können aber je nach Unternehmensgröße und -kapazitäten nicht gleichermaßen darauf reagieren, was zu einer Konsolidierung des Marktes führte und weiterführen dürfte. Einen gegenläufigen Trend stellt die Rekommunalisierung dar, wonach Kommunen oder Bürger ihre Netzinfrastruktur selbst besitzen bzw. betreiben wollen.

---

Ein beträchtlicher Teil dieser Infrastruktur stammt aus der Zeit des „Wirtschaftswunders“ nach dem Zweiten Weltkrieg und strebt dem Ende seiner vorgesehenen Lebensdauer entgegen. Es ist also absehbar, dass enorme Investitionen in den Erhalt und die Modernisierung der Energieinfrastruktur notwendig sind. Da alle privaten und auch die meisten gewerblichen Endkunden an die Verteilungsnetzebene angeschlossen sind, ist es ferner die Aufgabe des VNB, eine hohe Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit zu garantieren. Beides ist mit Investitions- und Betriebskosten verbunden, welche mit dem Netzbetrieb erwirtschaftet werden müssen.

---

## **2.2 Trends und Entwicklungstendenzen**

---

Das Tagesgeschäft der VNB wird sowohl nachfrage- als auch angebotsseitig von neuen Entwicklungen beeinflusst. Ausgehend von der reinen Verteilung elektrischer Energie kommt der Position des VNB als Drehscheibe für die Energie-, Daten- und Geldströme eine immer größere Rolle zu. In diesem Abschnitt werden drei wesentliche Treiber vorgestellt. Zunächst ist der gesellschaftliche Wille zu nennen, die Energieversorgung hin zu mehr regenerativen Quellen zu wenden. Dies geht teilweise einher mit deren Demokratisierung hin zu mehr und gleichzeitig verteilten Erzeugungseinheiten. Zuletzt eröffnet die Digitalisierung auch dieses Lebens- und Industriebereiches neue Möglichkeiten für einen effizienteren Betrieb des Energieversorgungsnetzes.

---

### **2.2.1 Erneuerbare Erzeugung**

---

Der Anteil Erneuerbarer Energien (EE) hat in der ersten Dekade dieses Jahrhunderts einen enormen Wachstumsschub verzeichnet. Am eindrucklichsten sind die Zuwächse bei der installierten Leistung zur Stromerzeugung. Doch selbst wenn die EE weit weniger Volllaststunden leisten können als der konventionelle thermische Kraftwerkspark, so verzeichnet auch die erneuerbar erzeugte elektrische Energie seit einigen Jahren Rekordwerte und hatte 2016 einen Anteil von fast 30 % an der Bruttostromerzeugung. Vollständigkeitshalber sei erwähnt, dass der Anteil am Primärenergieverbrauch zum gleichen Zeitpunkt in etwa 13 % betrug, was aber ebenfalls eine Steigerung darstellt, die größtenteils auf den Stromsektor zurückzuführen ist. Beide Anteile sind in Abb. 2.2 sowie Abb. 2.3 dargestellt.

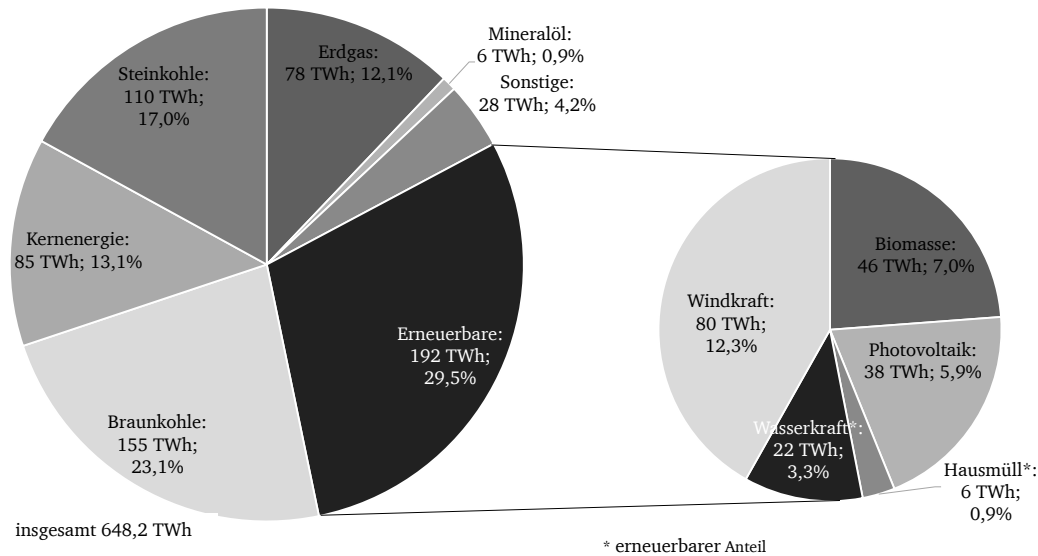


Abb. 2.2: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2016 (vorläufig) nach [6]

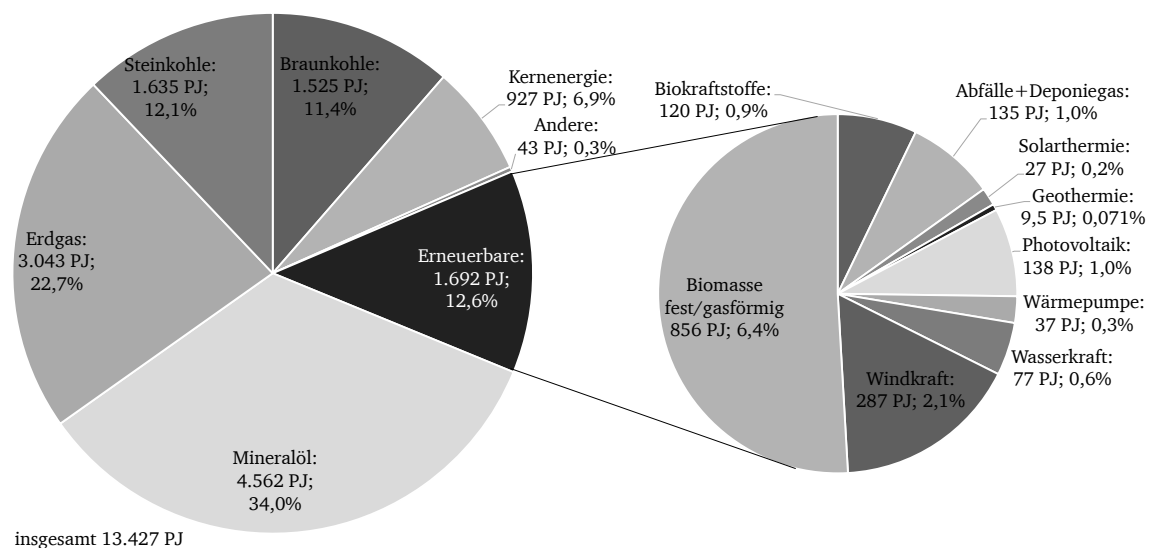


Abb. 2.3: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2016 (vorläufig) nach [6]

Genau diese Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien, seit einiger Zeit als Energiewende bezeichnet, ist ein seit langem erklärtes politisches Ziel. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wurden seit dem Jahr 2000 die Voraussetzungen dafür geschaffen und angepasst. Kernpunkte sind die Abnahmeverpflichtung für den erzeugten Strom durch den Netzbetreiber und die auf 20 Jahre feste Einspeisevergütung. Dadurch wurde das unternehmerische Risiko des Anlagenbetreibers per Gesetz auf die Gemeinschaft aller Stromkunden übertragen, was nicht

---

zuletzt wegen eines erleichterten Zugangs zum Kapitalmarkt den Kreis potentieller Anlagenbetreiber enorm vergrößerte.

Innerhalb der EE verzeichnet die Photovoltaik (PV) das größte Wachstum. In den Jahren 2010 bis 2012 wurden jeweils rund 7,5 GW zusätzlich installiert, im Jahr darauf wurden noch rund 3,3 GW zugebaut. Das führte bis Ende 2013 zu einer gesamten installierten Modulleistung von über 36,3 GW, so dass zu diesem Zeitpunkt nicht ganz die Hälfte aller Solarmodule in Europa und über ein Viertel aller Solarmodule weltweit in Deutschland installiert waren [7]. In den Jahren danach kam es auch durch Änderungen im EEG zu einem weiteren Einbruch auf unter 2 GW jährlichen Zubau und andere Länder, allen voran China, holten auf. Zum Jahresende 2015 hatte China einen Anteil von 18,9 % an der weltweit installierten PV-Leistung, Deutschland war mit 17,3 % nur noch Zweiter. Die Bruttostromerzeugungskapazitäten in Deutschland in GW zum Ende des Jahres 2014 sind in Tabelle 2.1 dargestellt. Der Anteil der Photovoltaik an der installierten Kapazität ist mit rund 19 % folglich mehr als dreimal so hoch wie deren Anteil an der Bruttostromerzeugung.

Tabelle 2.1: Bruttostromerzeugungskapazitäten in Deutschland 2014 [6]

Energieträger	Installierte Leistung (GW)
Steinkohlen inkl. Mischfeuerung	34,4
Braunkohlen	23,3
Heizöl	2,9
Gase	26,9
Kernenergie	12,7
Wasser	10,3
Wind	38,6
Photovoltaik	38,3
Geothermie	0,033
Biomasse	7,3
Sonstiges	7,7
Insgesamt	202,4

---

### 2.2.2 Dezentrale Einspeisung

---

Die Besserstellung von PV-Anlagen an oder auf Gebäuden sowie die Staffelung der Einspeisetarife nach Anlagengröße bevorzugen besonders kleine Anlagen, z.B. auf Einfamilienhäusern oder landwirtschaftlichen Anwesen. Somit gibt das vorhandene Gebäude den Netzanschluss-



---

punkt (NAP) im NS-Netz und die verfügbare Dachfläche die Größe der Anlage vor. Insbesondere in ländlichen Gegenden mit geringerer Bevölkerungs- bzw. Lastdichte führt dies dazu, dass die erzeugte Leistung auf dem Dach den Verbrauch des Hauses übersteigt. Auf Grund der hohen Gleichzeitigkeit bei PV-Einspeisung kann sich diese Lastflussumkehr bis in die Hochspannungsebene fortsetzen.

Dies führt zu völlig neuen Anforderungen an das elektrische Verteilungsnetz, welches ursprünglich darauf ausgelegt war, Endkunden mit elektrischer Energie bei relativ gut vorhersagbarer Leistung zu versorgen. An die Stelle der Versorgung könnte bald die „Entsorgung“ von elektrischer Energie treten. Dabei ist die Größenordnung des Lastflusses kritischer als seine Richtung, da diese die Auslastung der Betriebsmittel und den Spannungsfall beeinflusst. Aus der Sicht des Netzbetreibers, d.h., ausgehend von einer traditionellen Lastflussrichtung zum Endkunden hin, kehrt sich der Spannungsfall in eine Spannungsanhebung am NAP des Kunden um, sobald dort die Erzeugung den Verbrauch übersteigt.

PV-Anlagen sind zwar hinsichtlich Anlagenanzahl und installierter Leistung der stärkste Vertreter innerhalb der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), hinsichtlich der erzeugten Energie sind aber noch weitere Technologien zu nennen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass weder jede erneuerbare Technologie zwangsläufig dezentral ist noch umgekehrt. Eine relativ große Überschneidung gibt es aber noch bei den Energieträgern Wasser, Wind und Biomasse. Letztere wird in der Regel in thermischen Kraftwerken in elektrische Energie umgewandelt, wobei pflanzliche Energieträger verbrannt werden, beispielsweise in fester Form zur Mitverfeuerung in einem Kohlekraftwerk oder als Öl oder nach Fermentierung als Gas in einem Verbrennungsmotor. Diese Anlagen eignen sich somit auch zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), d.h. der Nutzung der Abwärme aus der Stromerzeugung zur Wärmeengewinnung. Grundsätzlich ist die KWK aber mit jedem Energieträger, also auch mit Kohle oder mineralischem Öl und Gas möglich. Da dies ebenfalls gesetzlich nach Leistung gestaffelt gefördert ist, hat sich ein Markt für kleinere Blockheizkraftwerke (BHKW) in der Größenordnung 10 – 100 kW von Gewerbe- und Wohnimmobilien bis hinunter zur sogenannten stromerzeugenden Heizung für das Einfamilienhaus mit wenigen Kilowatt entwickelt. Eine Grenze zwischen zentraler und dezentraler Erzeugung ist nicht immer einfach zu ziehen. Jedoch erscheint es sinnvoll, nur Anlagen als dezentral zu betrachten, die ins MS- oder NS-Netz einspeisen.

Aus Sicht des Netzes ist der Primärenergieträger grundsätzlich irrelevant, es sei denn er steht nur volatil zur Verfügung, was eine typische Eigenschaft von EE, vor allem von Wind und Sonne, ist. In diesem Fall kann die Anlagenleistung technisch bedingt nicht beliebig erhöht und rechtlich bedingt nur in Ausnahmefällen reduziert werden, was sehr wohl einen Einfluss auf den

---

Netzbetrieb und damit vorgängig auf die Netzplanung hat. Bei BHKW's besteht wie bei jedem kombinierten Prozess die Herausforderung darin, für beide Produkte (in dem Fall Strom und Wärme) gleichzeitig einen Abnehmer zu haben. Da in den beschriebenen Größenordnungen das Stromnetz als bereits vorhandener und deswegen nahezu kostenloser Abnehmer angesehen werden kann, orientiert sich die Betriebsweise dieser Anlagen am Wärmebedarf, so dass ohne zusätzliche Anreize oder Vorgaben die Stromeinspeisung aus Netzsicht ebenfalls unkontrolliert abläuft. Speicher bieten hierfür grundsätzlich eine Abhilfe. Hier stehen KWK-Anlagen nun im Vorteil, weil im Gegensatz zu Batterien ohne weitere Umwandlungsverluste die Wärme als Speichermedium genutzt werden kann, so dass eine bedarfsgerechtere Einspeisung des Stroms möglich ist. Während die PV-Technologie sehr gut skaliert, d.h., Anlagen von wenigen Kilowatt bis mehreren Megawatt möglich sind, gibt es bei anderen technische Mindestgrößen, unterhalb derer die jeweilige Technologie nicht sinnvoll einsetzbar ist. In Verbindung mit dem später vorgestellten Beispielnetz aus Süddeutschland liegt der Fokus dieser Arbeit somit auf der Photovoltaiktechnik.

---

### 2.2.3 Intelligente Steuerung

---

Während die beiden vorigen Themen aus der Sphäre der klassischen (Netz-)Kunden auf den VNB zukommen, gibt es auch von Seiten der Lieferanten neue Entwicklungen. Einerseits betrifft dies Technologien und Konzepte, die in höheren Spannungsebenen bereits etabliert sind und nun auf Grund günstigerer Herstellkosten auch für den Massenmarkt der Verteilungsnetzebenen konkurrenzfähig angeboten werden können. Ein Beispiel hierfür ist der Regelbare Ortsnetztransformator (RONT). Am sichtbarsten tritt hier die Firma Maschinenfabrik Reinhausen GmbH als Marktführer für Laststufenschalter auf, der Ortsnetztransformatoren verschiedener Hersteller mit Stufensteller und Regeleinheit ausrüstet. Avacon im Norden Deutschlands war an den ersten Pilotprojekten beteiligt und ist der Netzbetreiber mit den bislang meisten Betriebsmitteln dieser Art [8]. Andererseits ermöglicht die Informations- und Kommunikationstechnologie und die zunehmende Vernetzung verschiedener Gerätetypen eine Überwachung und Beeinflussung des Netzzustandes nahezu in Echtzeit. Solange diese Informationen fehlten, musste das Netz stets für den teilweise nur theoretischen maximalen Belastungsfall ausgelegt sein. Mit zunehmender Beobachtbarkeit und Beherrschbarkeit von Engpässen kann die Überdimensionierung reduziert werden, die Devise lautet somit „Silizium statt Kupfer“. Die Power Snap-Shot Analyse basierend auf der Smart Meter Plattform von Siemens Österreich [9] stellt einen Ansatz dar, um mit Messungen und Simulationen den Netzzustand abzubilden. Um diese Informationen zu verwerten, erfordert es Möglichkeiten, mit Hilfe der Netzkunden den Lastfluss

---

zu lenken. So wie Großkraftwerke regelbar sind und über eine Leitwarte mit ihnen kommuniziert werden kann, so müssen auch im Verteilungsnetz regelbare Einheiten und ein entsprechender Kommunikationskanal zur Verfügung stehen. Dazu gibt es zahlreiche Forschungsprojekte, die gemeinsam von Herstellern, Forschungseinrichtungen und Netzbetreibern durchgeführt werden. Um den intermittierenden Charakter der neuen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen, ist es ein Ansatz, im Gegenzug den Verbrauch daran anpassbar zu machen. Das Paradigma einer Erzeugung, die dem Verbrauch folgt, kehrt sich also teilweise um. Dies kann im Haushaltsbereich über indirekten Zugriff mittels variabler Strompreise wie im Forschungsprojekt „MeRegio“ unter Federführung der EnBW Energie Baden-Württemberg AG oder im gewerblichen Bereich erfolgen. Generell bieten sich thermische Lasten zur Verschiebung an, z.B., Kühltruhen oder -häuser, da diese über einen Wärme- oder Kältespeicher verfügen, der Unterbrechungen der Energieversorgung überbrückt. Auch liegt es auf der Hand, dass die Verschiebung von wenigen großen Lasten einfacher zu bewerkstelligen ist als die Verschiebung von vielen kleinen Lasten, weshalb sich das Thema erst langsam von den Konzernen zum Mittelstand durchsetzt und Privathaushalte noch weitestgehend unberücksichtigt sind.

Eine andere Forschungsrichtung betrifft die Netzfrendlichkeit der neuen Betriebsmittel selbst. Mit zunehmender Anzahl kommt der Regelbarkeit, z.B. von Wechselrichtern, eine größere Bedeutung zu. Mit der Erkenntnis, dass durch eine situativ anpassbare Betriebsweise die Akzeptanz und die Aufnahmefähigkeit steigt, differenzieren sich Hersteller und Planer von EEG-Anlagen immer mehr durch Produkte und Konzepte, die die Wechselwirkung mit anderen Systemkomponenten berücksichtigen. Als Beispiel im Bereich der Photovoltaik sei erwähnt, dass einige Wechselrichterhersteller zusätzlich Batteriespeicher anbieten, mit deren Hilfe der Eigenverbrauch des PV-Stroms an einem Netzanschlusspunkt erhöht werden kann und somit weniger elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Es ist auch möglich, schaltbare Verbraucher im Haus mit einzubeziehen. Hierfür bedarf es lediglich einer lokalen Kommunikationsinfrastruktur, und es liegt gleichzeitig auf der Hand, dass derartige Konzepte mit dem aktuellen energiebasierten Netzkostenbeitrag auf Dauer bzw. in großem Stil zu Verzerrungen führen. Eine Zeitlang wurde Eigenverbrauch im EEG politisch gezielt begünstigt, mittlerweile sind auch Stromgestehungskosten unter den Haushaltstarifen, so dass nur noch Speicherkosten über die Wirtschaftlichkeit entscheiden.

Für Konzepte, welche das System Verteilungsnetz als Ganzes einbeziehen, ist eine leistungsfähige und zuverlässige Infrastruktur zur Datenkommunikation notwendig, welche sich ebenfalls allenfalls im Aufbau befindet, weil bislang die Anwendungsfälle für einen wirtschaftlichen Betrieb derselben nicht gegeben waren. Es stehen verschiedene leitungs- oder funkbasierte Kanäle

---

zur Verfügung (DSL, Powerline, Glasfaser, GPRS/UMTS, u.a.), die sich jedoch hinsichtlich Reichweite und Bandbreite sowie hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten erheblich unterscheiden. Im Weiteren angetrieben durch die dadurch entstehenden Datenvolumina dringen zunehmend traditionelle Telekommunikations- sowie Software-Unternehmen in die Energiebranche vor bzw. beteiligen sich an verschiedenen Forschungs Kooperationen, z.B., PSI beim Projekt Smart Operator im Netzgebiet von RWE [10], SAG/Mauell beim Projekt iNES [11]. Dieses Zusammenwachsen von drei Netzen, nämlich Energie, Kommunikation und Steuerung, ist allem Anschein nach ein unumkehrbarer Prozess, an dessen Ende das sogenannte intelligente Netz (Smart Grid) steht, welches heutzutage vorwiegend in der Theorie und in einzelnen Pilotprojekten existiert.

---

### **3 Aufbau des untersuchten Netzgebietes**

---

Den Gegenstand der Betrachtung bilden unterschiedliche elektrische Verteilungsnetze desselben Netzbetreibers. Im Gegensatz zum vermaschten Übertragungsnetz (Verbundnetz) mit Kuppelstellen zu anderen Unternehmen bzw. Ländern besteht das Verteilungsnetz aus voneinander getrennten Netzgruppen mit wenigen Einspeisungen aus der überlagerten Spannungsebene. Die Bevölkerungsdichte und damit die Lastdichte sind ein wesentliches Kriterium für die Auslegung und Belastung von Netzen. Daher werden im vorliegenden Fall zwei unterschiedliche Netzgebiete gegenübergestellt. Zu Beginn dieses Kapitels werden die verwendeten Netze genauer vorgestellt, wobei das Hauptaugenmerk auf der Darstellung elektrischer Charakteristika der NS-Netze liegt. Dies erfolgt mittels Clusteranalyse, um zueinander ähnliche Netze zu identifizieren und auf ihre wesentlichen Eigenschaften zu reduzieren, damit die Simulationen eines größeren zusammenhängenden Gebiets mit weniger Ressourcen durchgeführt werden können. Weiterhin werden in diesem Kapitel die vorhandenen Abnehmer sowie die neuen dezentralen Einspeiseanlagen beschrieben. Als Vorbereitung für die beiden Simulationskapitel werden außerdem die dort verwendeten Konfigurationen und Szenarien festgelegt.

---

#### **3.1 Nachbildung des Leitungsnetzes**

---

Zunächst werden die untersuchten Gebiete mittels statistischer Daten zur Einwohner- und Gebäudesituation sowie zum MS-Netz beschrieben. Anschließend wird detaillierter auf ausgewählte NS-Netze eingegangen. Dabei stammen die elektrischen Daten zu Netztopologie und Hausanschlüssen von dem VNB. Sofern in der gleichen Granularität verfügbar werden die demographischen Daten vom Land bzw. von den Gemeinden darauf beigezogen. Aufgrund der Vielzahl von verschiedenen NS-Netzen (einige Hundert) in den untersuchten Gebieten wird die Notwendigkeit und Vorgehensweise beschrieben, um deren Anzahl für die detailliertere Betrachtung sinnvoll zu reduzieren.

---

##### **3.1.1 Beschreibung der Netzgebiete**

---

Das Gebiet „Land“ erstreckt sich über mehrere Land- und Kleinstädte mit Orten zwischen 500 und 10.000 Einwohnern; das MS-Netz besitzt eine einzige Einspeisung und besteht in etwa zur Hälfte aus Freileitungen und Kabeln. Vom selben UW, ebenfalls über einen einzigen Transfor-

mator, wird das Gebiet „Mittelstadt“ versorgt, welches neben dem Hauptort mit 15.000 Einwohnern auch noch dessen kleinere Ortsteile abdeckt; die MS-Ebene ist zu über 90 % verkabelt. Die einzige Verbindung zwischen diesen beiden 20-kV-Netzen besteht nur direkt am UW und ist normalerweise geöffnet.

Die Grenzen der Netzgebiete decken sich nicht immer mit den administrativen. Somit sind Interpolationen notwendig, um diese mit den elektrischen Daten in Einklang zu bringen. Tabelle 3.1 zeigt einige statistische Daten der untersuchten Netzgebiete.

Tabelle 3.1: Statistische Daten der untersuchten Netzgebiete

	Land	Mittelstadt
Einwohner	32.398 ↑	20.659 ↑
Einwohner pro km <sup>2</sup>	424	614
Einwohner pro Wohnung	2,27 ↓	2,26 ↓
Wohnungen pro Gebäude	1,81 →	1,88 →
Leistung Umspannwerk	40 MVA	40 MVA
Leistung Ortsnetzstationen	70,7 MVA	39,7 MVA
Anzahl Ortsnetzstationen	182	86
Anzahl Kundenstationen	31	32
Stromkreislänge MS	172 km	61,5 km
Stromkreislänge NS	328 km	183 km
Verkabelungsgrad MS	54,3 %	92,7 %
Verkabelungsgrad NS	84,4 %	92,8 %

Die Bevölkerungsdaten stammen vom Statistischen Landesamt Baden-Württemberg und sind, sofern nicht anders angegeben, aus dem Jahr 2008. Die Pfeile deuten die Tendenz der letzten zehn Jahre an. Dabei ist die flächenbezogene Bevölkerungsdichte nur bedingt aussagekräftig, da von ungleichen Anteilen der Siedlungsfläche an der Gemeindefläche ausgegangen werden muss. Die errechneten Kennzahlen verdeutlichen die Ähnlichkeit der ländlichen Netzgebiete zueinander. Bei den elektrischen Daten fällt auf, dass auf dem Land auf der Ebene einer Ortsnetzstation (ONS) deutlich mehr Transformatorleistung installiert ist als auf der Ebene eines UW. Auch ist das MS-Netz viel ausgedehnter und besteht fast hälftig aus Freileitungen, was darauf hindeutet, dass auf Grund der Entfernungen mehr ONS nötig sind, die aber wegen einer herstellerseitig vorgegebenen Abstufung der Transformatorklassen häufig überdimensioniert sind. Kundenstationen sind nicht im Eigentum des VNB und deren unterlagerte Netze tragen daher auch nicht zur Stromkreislänge NS bei. Hinsichtlich der Topologie besteht die MS-Ebene

nahezu ausschließlich aus Ringen, die in der Regel mit offener Trennstelle betrieben werden. Dabei sind manche Ringe verzweigt oder werden von mehr als zwei Abgängen gespeist. Insbesondere im ländlichen Bereich gibt es außer dem UW noch weitere zentrale Knoten an Lastschwerpunkten. Ein vereinfachtes Schema der verwendeten MS-Netze ist in Abb. 3.1 gezeigt.

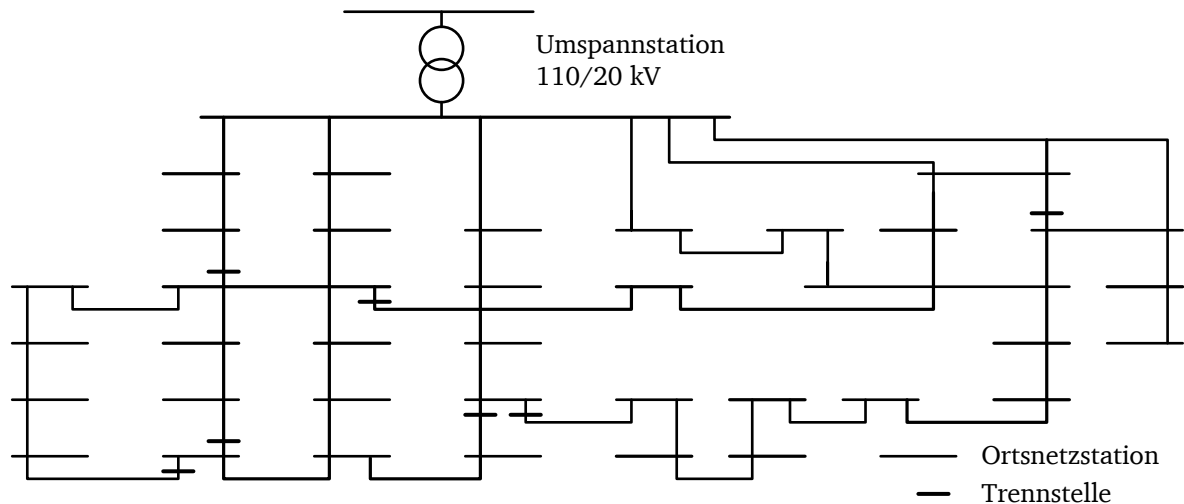


Abb. 3.1: Typisches MS-Netz für die Gebiete Land und Mittelstadt

### 3.1.2 Klassifizierung von Niederspannungsnetzen

Hinsichtlich der Stromkreislänge macht die NS-Ebene über die Hälfte des öffentlichen Versorgungsnetzes in Deutschland aus. Dementsprechend ist eine differenzierte Betrachtung unerlässlich, um die anforderungsspezifischen Unterscheidungsmerkmale in den Vordergrund zu stellen. Georg Kerber verwendet in seiner Arbeit aus dem Jahr 2011 [12] eine Einteilung in sechs Netzklassen: Land, Dorf, Vorstadt, Blockbebauung, Gewerbe und Innenstadt. Dabei werden insbesondere die Anzahl von Verbrauchern je ONS, die Kundentypen sowie die Netzform als Kriterien herangezogen. Eine detaillierte Auswertung von knapp hundert NS-Netzen führt dort zu der Schlussfolgerung, dass die spezifische Transformatorleistung pro Verbraucher ein gutes Kriterium zur Klassifizierung der Netze ist, da sich die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen deutlich unterscheiden; sie kann jedoch nicht alleinig angewendet werden, da sich die Konfidenzintervalle teilweise überschneiden.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird auch für die NS-Ebene die bereits erwähnte Unterteilung in drei verschiedene Siedlungstypen beibehalten. Als eine Zuordnung der ländlichen und mittelstädtischen Netze auf die oben genannten Netzklassen passen die Klassen Dorf bzw. Vorstadt am besten. Neben der Netzform, welche in allen Fällen sehr heterogen ist, werden weitere

qualitative, d.h., kategoriale, und quantitative, d.h., metrische, Variablen herangezogen, um die NS-Netze zu klassifizieren. Somit bilden jeweils solche NS-Netze eine Klasse, im Folgenden Cluster genannt, die sich in ihren Eigenschaften am ähnlichsten sind. Dies soll rechtfertigen, dass für die Simulation des gesamten MS-Netzes nicht alle NS-Netze im Detail nachgebildet werden müssen. Vielmehr werden nur wenige repräsentative NS-Netze aus jedem Cluster detailliert mit Leitungen und Hausanschlüssen nachgebildet, separat untersucht und deren Simulationsergebnisse in Form einer aggregierten Last gemäß der Clusterzugehörigkeit des NS-Netzes als ONS im MS-Netz abgebildet.

Für die weiteren Betrachtungen werden die drei Netzformen „Strahlennetz“, „Ringnetz“ und „Maschennetz“ festgelegt und im Weiteren synonym auch als Topologie bezeichnet. Diese sind in Abb. 3.2 dargestellt.

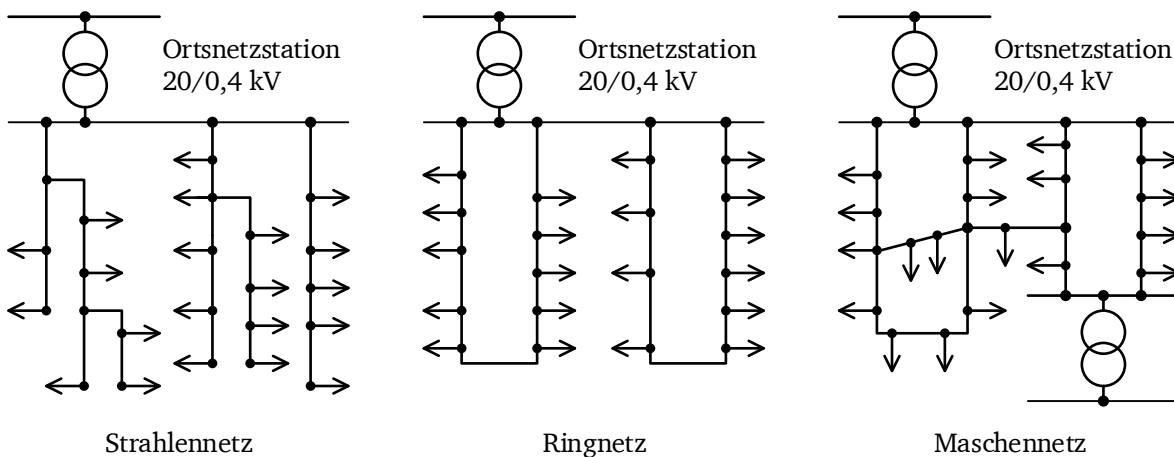


Abb. 3.2: Typische Netztopologien im NS-Netz

Dazu ist zu ergänzen, dass Ringe in aller Regel verzweigt sind, weshalb hier kein Unterschied mehr zu unverzweigten Ringen gemacht wird. Die hier betrachteten Maschennetze sind im Normalbetrieb nur von einer ONS gespeist; zu benachbarten NS-Netzen bestehen Verbindungen über offene Trennstellen. Die Zuordnung eines Netzes zu einer der drei Topologien erfolgt durch graphische Auswertung der Netzpläne, bei ebenso auftretenden Mischformen zur dominierenden Topologie. Von der Verwendung des eingeführten Begriffs des Vermaschungsgrad wird an dieser Stelle abgesehen. Gemäß [13] bestimmt sich der Vermaschungsgrad als das Verhältnis der Anzahl der Leitungen zu der Anzahl der Knoten. Somit ist er genau 1 bei einem einfachen Ring, kleiner 1 bei einem verzweigten Strahlennetz und größer 1 bei Maschennetzen. Da aber im Niederspannungsnetz die Anzahl der zusätzlichen Querverbindungen klein gegenüber der Anzahl der Knoten ist, nimmt der Vermaschungsgrad keine von 1 wesentlich verschiedenen Werte an. Bei 50 Knoten würde sich der Vermaschungsgrad bei Vorhandensein eines



---

Ringes nur um 2 % (z.B. von 49/50 auf 50/50) ändern, was der Bedeutung bezüglich Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastung nicht gerecht wird. Stattdessen wird für die weitere Verwendung die Topologie als qualitative Variable beibehalten, ergänzt um die vierte Kategorie „Kundennetz“ für Situationen, bei denen unterhalb einer ONS kein NS-Netz im Eigentum der öffentlichen Versorgung vorhanden ist.

Zusätzlich wird eine separate qualitative Variable namens Stationstyp eingeführt. Für die eben beschriebenen Fälle nimmt sie den Wert „Kunde“ an. In allen anderen Fällen, d.h., bei Vorhandensein eines NS-Netzes im Eigentum des Netzbetreibers erhält sie den Wert „VNB“.

Als eine weitere kategoriale Variable wird der Kundentyp betrachtet. In Anlehnung an die Einteilung bei der Definition von standardisierten Verbrauchslastprofilen (siehe Abschnitt 3.2) werden die drei Grundtypen „Haushalt“, „Gewerbe“ und „Landwirtschaft“ festgelegt. Die Zuordnung des Kundentyps auf die ONS erfolgt manuell auf der Basis von Satellitenaufnahmen des jeweiligen Netzgebietes, bei denen sich anhand der Gebäudestruktur und Dachflächen Wohnsiedlungen von Gewerbegebieten und landwirtschaftlichen Anwesen unterscheiden lassen. Dazu werden Netzpläne der NS-Ebene herangezogen, die den geographisch korrekten Verlauf der Kabel und Leitungen enthalten. Da die Cluster auf der Ebene der NS-Netze gebildet werden, wird diese Zuordnung nicht für jeden einzelnen Hausanschluss durchgeführt, sondern jeweils einheitlich für ein komplettes NS-Netz, d.h. für die ganze ONS. Da dies aber nicht überschneidungsfrei möglich ist, werden zusätzlich Mischformen derart definiert, dass jeder Profiltyp (H0 = Haushalt, G0 = Gewerbe allgemein, L0 = Landwirtschaft allgemein) in fünf Abstufungen von 0 bis 100 % im NS-Netz einer ONS vertreten sein kann. Als weiteres Einteilungskriterium ist zu nennen, dass kundeneigene ONS grundsätzlich zu 100 % als Gewerbelast eingestuft wurden. Eine Übersicht für die betreffenden Gebiete zeigt Tabelle 3.2.

Tabelle 3.2: Zuweisung von Kundengruppen auf die vorhandenen Ortsnetzstationen

Bezeichnung Kundentyp	Gewichtung Profiltypen			Anzahl Ortsnetzstationen	
	H0	G0	L0	Land	Mittelstadt
Haushalt	100 %	0 %	0 %	109	49
Haushalt mit Gewerbe	75 %	25 %	0 %	6	7
Haushalt mit Landwirtschaft	75 %	0 %	25 %	8	1
Haushalt und Gewerbe	50 %	50 %	0 %	3	9
Haushalt mit Gewerbe/Landwi.	50 %	25 %	25 %	-	-
Haushalt und Landwirtschaft	50 %	0 %	50 %	4	4
Gewerbe mit Haushalt	25 %	75 %	0 %	3	-
Gewerbe mit Landwi./Haushalt	25 %	50 %	25 %	-	-
Landwi. mit Haushalt/Gewerbe	25 %	25 %	50 %	-	-
Landwirtschaft mit Haushalt	25 %	0 %	75 %	8	1
Gewerbe	0 %	100 %	0 %	65	45
Gewerbe mit Landwirtschaft	0 %	75 %	25 %	-	-
Gewerbe und Landwirtschaft	0 %	50 %	50 %	4	-
Landwirtschaft mit Gewerbe	0 %	25 %	75 %	-	-
Landwirtschaft	0 %	0 %	100 %	3	2
Summe				213	118

Weiterhin werden Daten aus dem Netzinformationssystem des Netzbetreibers erhoben und daraus metrische Variablen, teilweise als Quotienten, abgeleitet. Folgende Kriterien werden als besonders relevant eingestuft:

- Leistung  $S_{\max}$  in kVA:  
installierte Transformatorleistung in der Ortsnetzstation.
- Auslastung in %:  
maximale am Transformator gemessene Leistung (Schleppzeigermessung) bezogen auf Leistung  $S_{\max}$ .
- Verkabelungsgrad in %:  
Anteil der Kabelstrecken bezogen auf die gesamte Leitungslänge.
- Anzahl Abgänge:  
Anzahl der Abgänge an der Ortsnetzstation.
- Leitungslänge pro Abgang in m:  
durchschnittliche Länge eines Abgangs einer Ortsnetzstation.

---

Da die Daten teilweise aus unterschiedlichen Quellen stammen, lässt es sich nicht vermeiden, dass Datensätze unvollständig sind. Es wird daher zunächst ein statistisches Verfahren angewendet, um die Lücken in den Datensätzen zu füllen. Da dies nur für metrische Variablen sinnvoll ist, werden die kategorialen Merkmale Stationstyp und Kundentyp zusätzlich als abgeleitete metrische Variablen erfasst:

- Eigentum VNB in %:  
als Wahrscheinlichkeit, dass die Station im Eigentum des VNB ist  
(bei vorhandenen Daten 1 für VNB-Station, 0 für Kundenstation)
- Gewichtung der Kundenprofiltypen in %  
als drei separate Variablen mit der Gewichtung der Profiltypen aus Tabelle 3.2

Schließlich werden zur Bezeichnung und Gruppierung noch die Namen des MS-Netzes, der politischen Gemeinde und des Ortes als qualitative Variablen aufgenommen. Diese Daten sind lückenlos vorhanden.

Die Bestimmung der Cluster wird mit Hilfe der Software „R“ durchgeführt. R ist gleichzeitig eine Programmiersprache und eine Softwareumgebung in erster Linie für statistische Untersuchungen und graphische Darstellungen. Es ist eine freie Software, so dass neben dem Basispaket zahlreiche Erweiterungen öffentlich verfügbar sind. Bei den folgenden Berechnungen wird insbesondere das Paket „FactoMineR“ verwendet, welches von Forschern am Agrocampus Rennes im Journal of Statistical Software veröffentlicht wurde und ständig erweitert wird [14]. Im Kern geht es um eine Dimensionsreduktion mittels Hauptkomponentenanalyse (Principal Components Analysis, PCA). Dabei werden die vorher standardisierten Variablen des Datensatzes derart transformiert, dass die transformierten Variablen absteigenden Informationsgehalt besitzen. Diese sogenannten Hauptkomponenten sind also Linearkombinationen der ursprünglichen Variablen. Die erste Hauptkomponente erklärt am meisten, die zweite Hauptkomponente am zweitmeisten, etc., so dass die letzten Hauptkomponenten auf Grund ihres geringen Informationsbeitrags vernachlässigt werden können.

Die Behandlung der fehlenden Daten erfolgt unmittelbar vor der PCA. Der iterative Algorithmus (imputePCA) ersetzt die fehlenden Werte zunächst mit dem Mittelwert der Variable über alle Datensätze und führt dann eine PCA auf dem vervollständigten Datensatz aus. Damit werden die Variablen der Datenmatrix geschätzt und die im Original fehlenden Einträge durch diese Schätzwerte ersetzt. Der gesamte Vorgang erfolgt iterativ, bis die Werte konvergieren.

Darauf aufbauend erfolgt eine hierarchische Clusteranalyse (Hierarchical Clustering on Principal Components). Das Prinzip besteht darin, wiederholt Cluster zu aggregieren. Beim Start wird jedes Individuum (hier: NS-Netz) als eigener Cluster betrachtet. Als Abstandsmetrik wird der Euklidische Abstand im Koordinatensystem der zuvor ermittelten Hauptkomponenten verwendet. Die Clusterbildung folgt der Fusionsvorschrift gemäß Ward-Methode. Dabei wird für jedes Cluster die Summe der quadrierten Abstände der Individuen vom jeweiligen Clusterzentrum berechnet. Anschließend werden jene beiden Cluster fusioniert, deren Zusammenfügen zum geringsten Zuwachs der Gesamtsumme dieser quadrierten Abstände innerhalb des neuen Clusters führt. Mit diesem neuen Cluster und den übrigen unveränderten Clustern wird die Abstandsbestimmung und Fusion solange wiederholt, bis ein einziges Cluster erreicht ist. Das Ergebnis ist ein sogenanntes Dendrogramm, welches in Abb. 3.3 dargestellt ist.

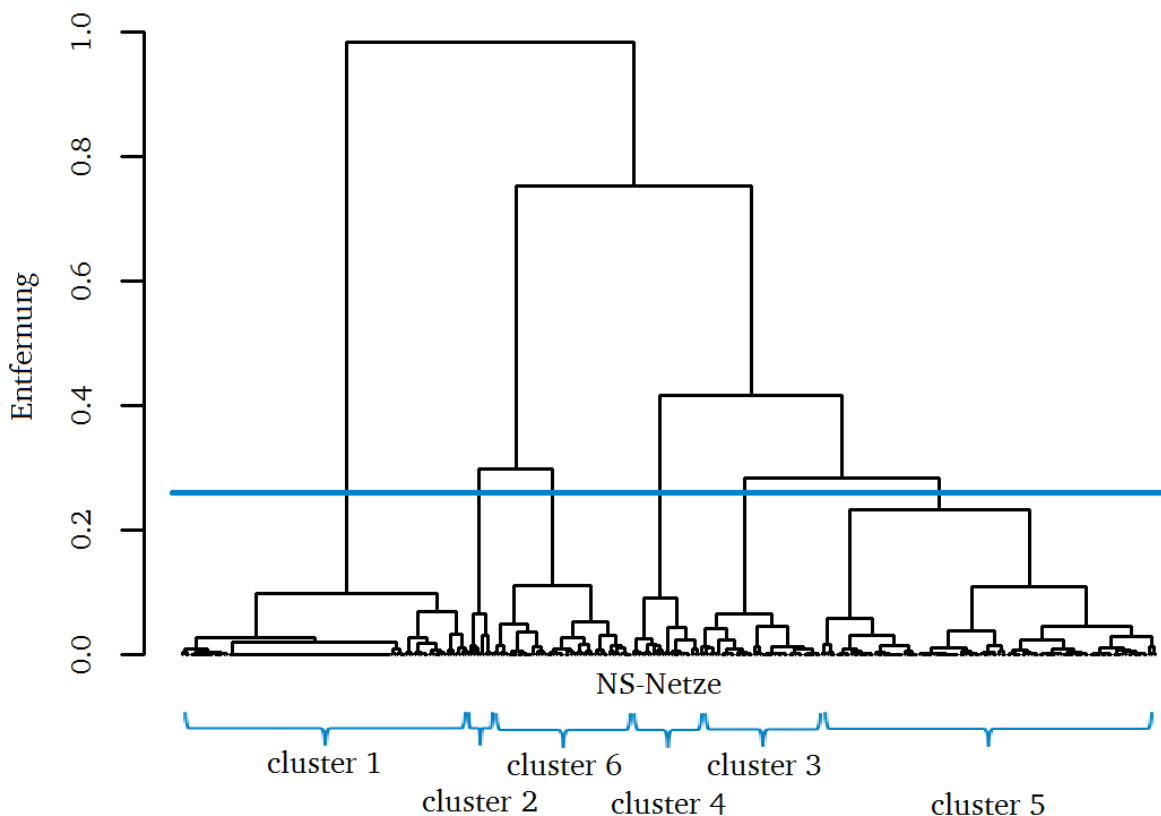


Abb. 3.3: Cluster Dendrogramm für die Gesamtheit der NS-Netze

Die 331 NS-Netze sind nebeneinander angeordnet (aus Gründen der Lesbarkeit wurden die Namen entfernt) und bilden somit Endpunkte dieser hierarchischen Baumstruktur. Die Entfernung („Höhe“), bei der die Äste miteinander verbunden sind, entspricht der Gesamtsumme der quadrierten Abstände der Individuen von den jeweiligen Clusterzentren im Moment der Fusion zweier Cluster, und ist daher ein Maß für die Heterogenität der NS-Netze. Die waagerechte

blaue Linie schneidet sechs Äste, so dass alle Blätter, die sich darunter befinden, zum selben Cluster gehören. Somit ist die Anzahl der Cluster wählbar.

Die Factor Map in Abb. 3.4 zeigt die ersten beiden Dimensionen des Koordinatensystems der Hauptkomponenten, d.h. die erste und die zweite Hauptkomponente. Ferner ist bei der Achsenbeschriftung angegeben, welchen Anteil der Varianz des Datensatzes die jeweilige Hauptkomponente erklärt. Folglich erklären die ersten beiden zusammen genommen knapp 60 % der Varianz. Jeder Punkt in der zweidimensionalen Ebene steht für ein NS-Netz, ein Quadrat für die Mitte eines Clusters. Maßgeblich ist dabei die Entfernung vom Ursprung des Koordinatensystems, welches das Zentrum aller 331 NS-Netze darstellt; eine Interpretation der einzelnen Koordinaten ist nicht sinnvoll.

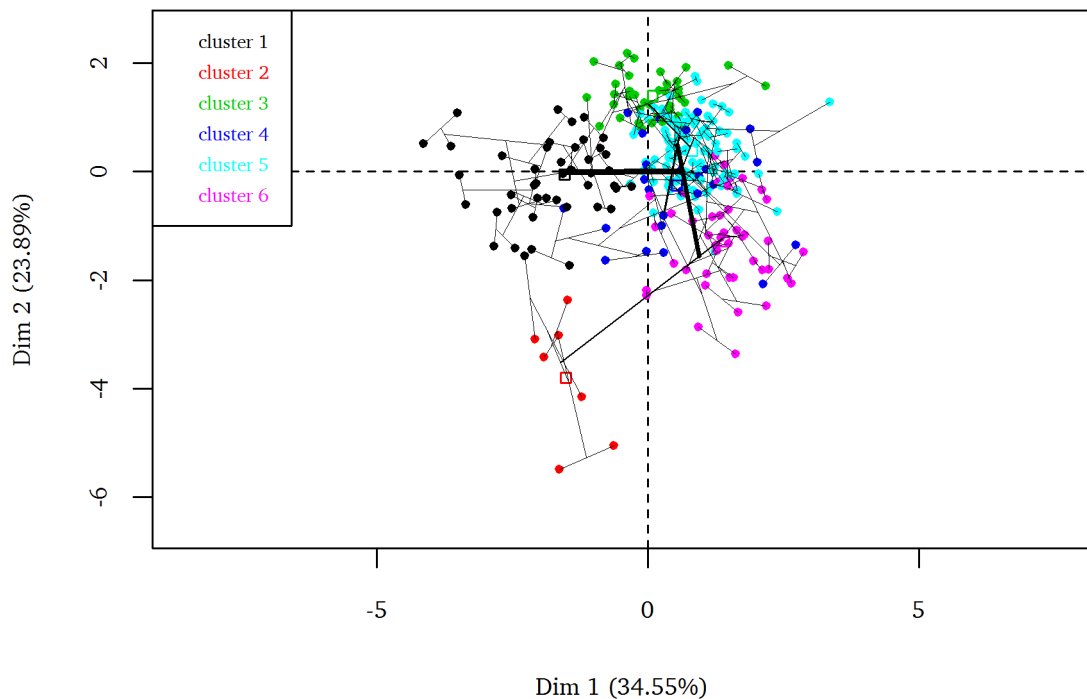


Abb. 3.4: Factor Map für die Gesamtheit der NS-Netze mit den beiden Hauptkomponenten

In einem Cluster befinden sich diejenigen NS-Netze, die einander am ähnlichsten sind. Basierend auf dieser Annahme werden aus jedem Cluster einige – insgesamt zwölf – Vertreter ausgewählt, detailliert nachgebildet und in verschiedenen Lastfluss- und Zuverlässigkeitsszenarien untersucht. Für Simulationen in einem größeren MS-Netzgebiet werden die übrigen NS-Netze als aggregierte Last auf MS-Ebene mit den Eigenschaften des jeweiligen Repräsentanten nachgebildet. Auf eine vollständige Erfassung aller NS-Netze, welche sowohl bei der Datenbeschaffung als auch hinsichtlich der Simulationsdauer sehr zeitaufwendig ist, wird also verzichtet.

---

Zur Bestimmung der Cluster werden vorgängig verschiedene Teilmengen dieser Gesamtheit verglichen, insbesondere zwei separate Verfahren für die beiden MS-Gebiete Land und Mittelstadt. Die Aussagekraft der Hauptkomponenten liegt in einem ähnlichen Bereich, problematisch ist allerdings im kleinstädtischen Gebiet, dass die zur Verfügung stehenden detaillierten NS-Netze allesamt aus dem Stadtkern stammen, also zueinander sehr ähnlich sind, so dass sie zu einem Großteil in dasselbe Cluster einsortiert werden. Gleichwohl gibt es in diesem Gebiet aber auch ländlichere Ortsnetzstationen. Bei der vorgeschlagenen Kategorisierung über beide Teilnetze hinweg können diese nun durch ein detailliert verfügbares NS-Netz aus dem ländlichen Gebiet nachgebildet werden.

Unter den beschriebenen Einschränkungen hat es sich herausgestellt, dass die Anzahl von sechs Clustern zweckmäßig ist, um die Gesamtheit der NS-Netze zu beschreiben. Mit Ausnahme von Cluster 2, welches nur aus sieben Elementen besteht, gibt es in allen anderen Clustern mindestens einen detailliert verfügbaren Vertreter. Mit steigender Clusteranzahl verringert sich natürlich die Anzahl von Elementen pro Cluster, so dass die verbliebenen sich einander ähnlicher sind als vorher. Gleichzeitig gibt es aber mehr als ein Cluster ganz ohne detailliert verfügbaren Repräsentant, so dass letztendlich kein sicherer Gewinn an Genauigkeit zu erzielen ist.

Die Verteilung der qualitativen und quantitativen Merkmale auf die Cluster 1 bis 6 ist in Abb. 3.5 bzw. Abb. 3.6 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die beiden Cluster 1 und 5 mit jeweils über 100 Elementen zusammen annähernd zwei Drittel der Gesamtheit beinhalten. Cluster 1 enthält alle Kundennetze und damit überwiegend gewerbliche Verbraucher; es gibt jedoch mehr gewerbliche Verbraucher als Kundennetze. Cluster 5 enthält überwiegend Haushaltskunden und gleichzeitig die Mehrzahl der Ring- und auch der Maschennetze. Die sieben Elemente aus Cluster 2, welche keinen eigenen Vertreter besitzen, werden für die folgenden Untersuchungen wie zum Cluster 1 gehörig behandelt. Einerseits besteht mit diesem augenscheinlich die größte Ähnlichkeit, andererseits haben die roten und schwarzen Punkte in Abb. 3.4 in einer Factor Map mit weniger Clustern die gleiche Farbe.

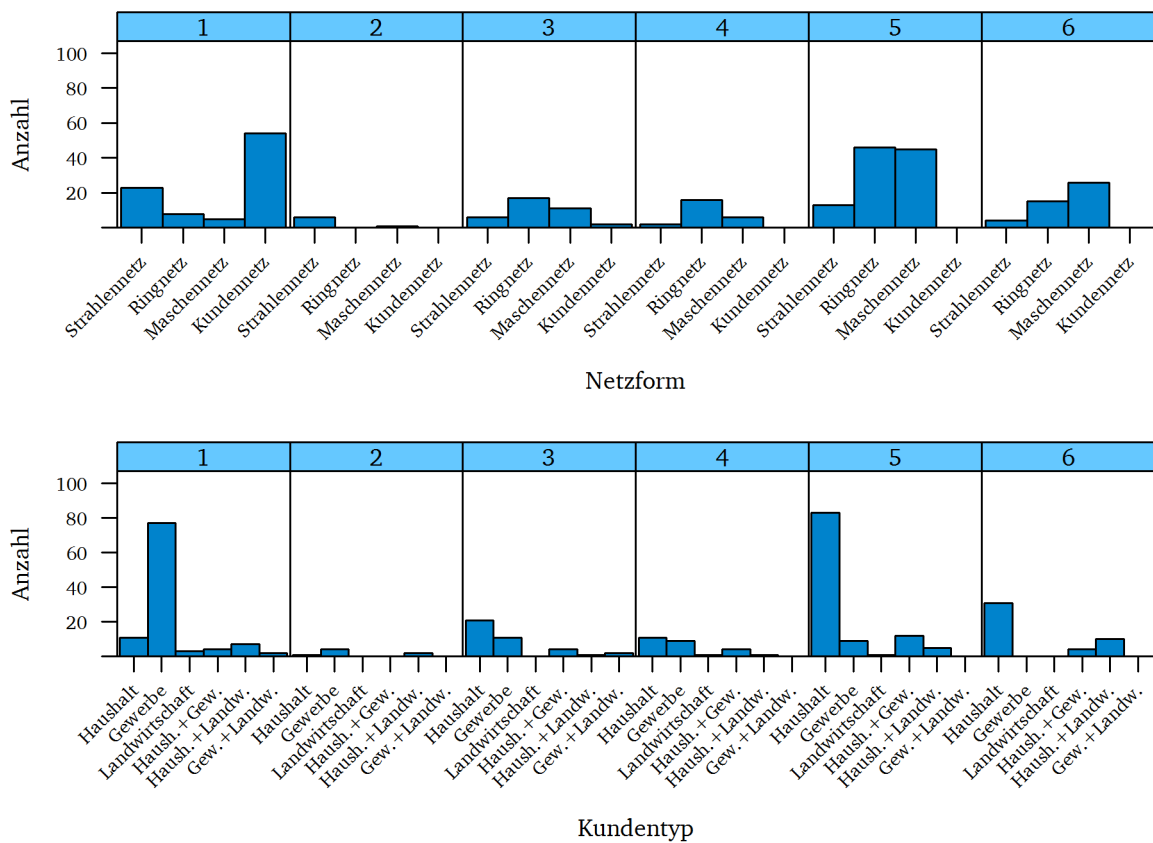


Abb. 3.5: Verteilung der qualitativen Merkmale je Cluster

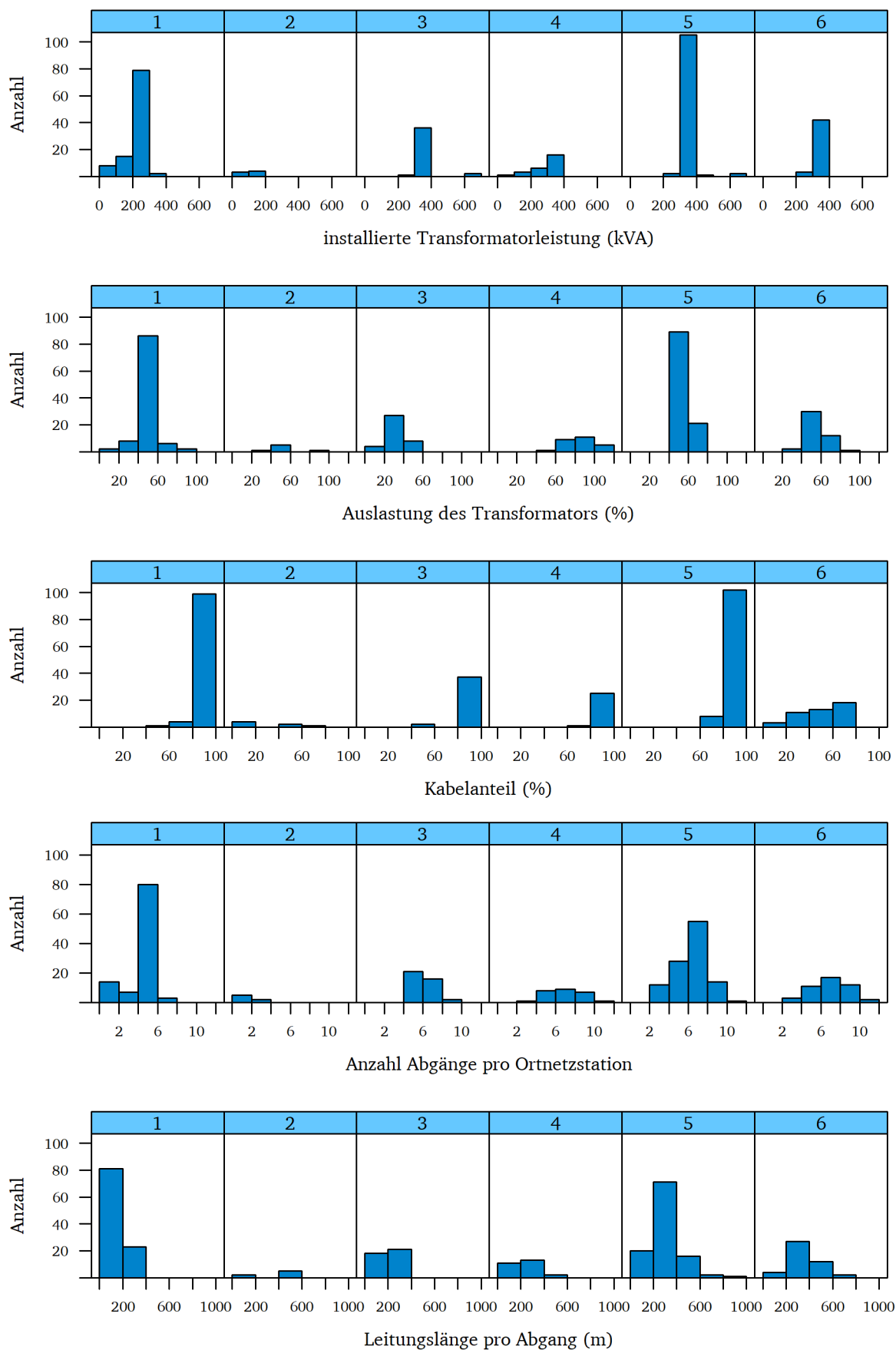


Abb. 3.6: Verteilung der quantitativen Merkmale je Cluster



---

## 3.2 Nachbildung der vorhandenen Lasten

---

Der Endenergieverbrauch an elektrischer Energie entfällt in Deutschland in etwa zur Hälfte auf das verarbeitende Gewerbe, während sich die andere Hälfte in etwa zu gleichen Teilen auf die Haushalte einerseits sowie die Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen andererseits aufteilt [15]. Für die Betrachtungen im Rahmen dieser Arbeit sind nur die Haushalte sowie die letztgenannten Sektoren relevant. Diese Kundengruppen zeichnen sich durch eine Vielzahl an Abnehmern bei jeweils geringer Spitzenleistung sowie geringem Energieverbrauch aus. Die Größenordnungen liegen hier bei 1 bis 10 kW bzw. 1.000 bis 10.000 kWh pro Jahr [1]. Bedingt durch diese kleinteilige Abnehmerstruktur erfolgt die Abrechnung zumeist auf Basis der jährlich verbrauchten Energie. Eine registrierende Lastgangmessung, die intervallweise Aufschluss über abgerufene Leistung gibt, ist bei Kunden bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh zu kostspielig und aufwendig und daher nicht verpflichtend. Stattdessen ist gemäß § 12 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) [16] die Anwendung vereinfachter Methoden vorgeschrieben, um den zeitlichen Verlauf der abgenommenen elektrischen Leistung zu beschreiben. Gleichzeitig sind Gruppen an Letztverbrauchern festgelegt, an deren typischem Abnahmeprofil sich die zu diesem Zwecke ermittelten standardisierten Lastprofile orientieren müssen. Die ersten drei Gruppen, welche sind Gewerbe, Haushalte und Landwirtschaft, wurden bereits 1998 bei der Entwicklung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile durch die Brandenburgische Technische Universität Cottbus im Auftrag des VDEW als einem der Vorgängerverbände des BDEW zugrunde gelegt. Diese Profile werden im Folgenden als Standardlastprofile bezeichnet und näher beschrieben.

---

### 3.2.1 Standardlastprofile des BDEW

---

Gemäß StromNZV ist ein Lastprofil eine Zeitreihe, die für jede Abrechnungsperiode einen Leistungsmittelwert festlegt. Nicht gleichzusetzen ist es mit dem Lastgang, welcher die Gesamtheit aller Leistungsmittelwerte beschreibt, die über eine ganzzahlige Anzahl von Messperioden gemessen wird [16]. Dies deckt sich im Wesentlichen mit den Definitionen des Internationalen Elektrotechnischen Wörterbuchs, wonach unter Lastprofil die Kurvendarstellung der gelieferten elektrischen Leistung als Funktion der Zeit zur Illustration der Lastschwankungen während eines gegebenen Zeitintervalls verstanden wird. Demgegenüber ist die Lastganglinie die graphische Darstellung der beobachteten oder erwarteten Last in ihrem zeitlichen Verlauf [17]. Beide Begriffe beschreiben eine Zeitreihe von Leistungswerten, jedoch entspricht die Lastganglinie der gemessenen Realität, das Lastprofil dem repräsentativen Modell. Dabei kann die Messung

grundsätzlich an jeder Stelle im Netz vorgenommen werden. Je weiter dieser Messpunkt von einem einzelnen Kunden entfernt ist, d.h. je mehr Kundenlastverläufe darin überlagert werden, desto weniger treten ausgeprägte Lastspitzen auf und somit desto glatter fällt die Lastganglinie aus. Ein Lastprofil hingegen ist im Rahmen der zielorientierten Modellbildung per se geglättet, wie in Abb. 3.7 zu erkennen ist.

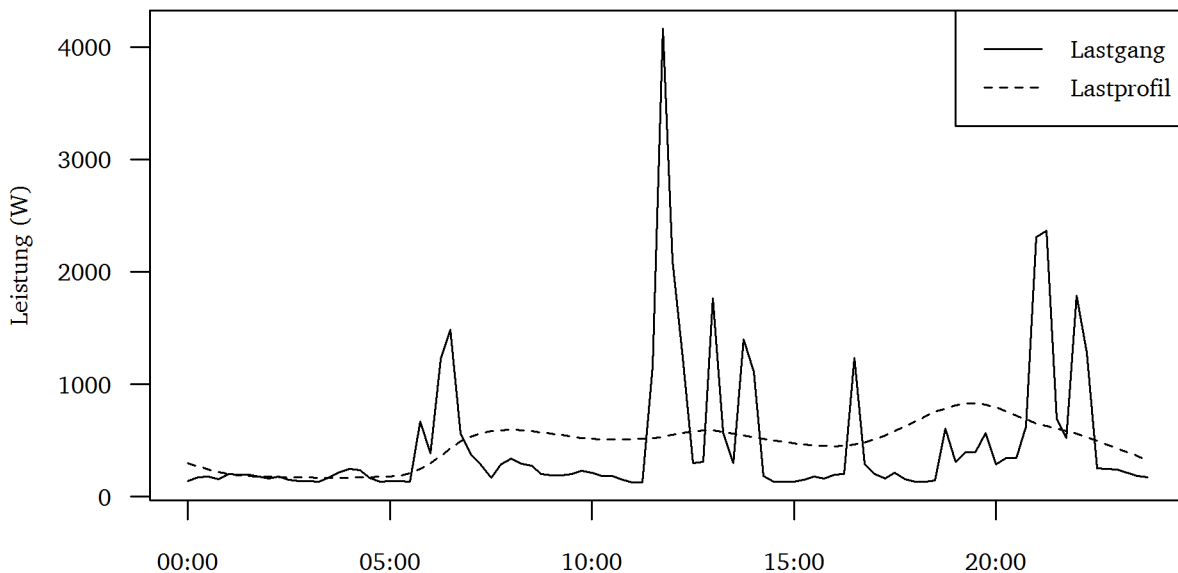


Abb. 3.7: Unterschied zwischen Lastgang und Lastprofil eines beispielhaften Haushalts am 17. März 2010

In der Terminologie des BDEW wird der Lastgang vom Netzbetreiber für den Netzanschlusspunkt des Kunden zur Verfügung gestellt, wohingegen das Lastprofil bei Kleinkunden im Niederspannungsnetz in Ermangelung des Lastgangs ersatzweise verwendet wird [18]. Dies dient in erster Linie der Prognose und Bilanzierung von Jahresmehr- und Jahresminderungen. Da dies an der Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber geschieht, ist somit ein ausreichendes Aggregationsniveau vorhanden. Der Rückschluss, dass ein Lastprofil den Verlauf eines einzelnen Kunden beschreibt, ist nicht zulässig.

Im konkreten Fall der Standardlastprofile ist gemäß VDEW-Materialien M-05/2000 [19] eine Anwendbarkeit für Kleinkunden aus dem Bereich Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft mit einer Leistung bis 30 kW und einem Jahresenergieverbrauch bis 30.000 kWh gegeben. Dies kann für die untersuchten Netzgebiete angenommen werden. Die zeitliche Auflösung der Standardlastprofile beträgt 15 Minuten, d.h. ein Tag besteht aus 96 Einzelwerten an mittlerer Leistung, angegeben in Watt. Ferner ist jeder Tag sowohl einer von drei Jahreszeiten als auch einem von drei Tagestypen zugeordnet, so dass insgesamt neun charakteristische Tagesverläufe beste-

hen. Die Tagestypen Werktag, Samstag und Sonn-/Feiertag sind selbsterklärend; bei den Jahreszeiten ist zu erwähnen, dass Frühjahr und Herbst als die Jahreszeit Übergang geführt werden, wie in Abb. 3.8 veranschaulicht ist.

Ein Jahr entsteht durch Aneinanderreihung von 365 Tagen gezogen aus dem Pool von neun charakteristischen Tagesverläufen. Beim Haushaltsprofil, wo die Unterschiede zwischen Sommer und Winter deutlicher ausfallen und somit größere Sprünge zwischen den Jahreszeiten zu verzeichnen wären, erfolgt zusätzlich noch eine tagesindividuelle Gewichtung mit dem sog. Dynamisierungsfaktor. Dadurch sind die charakteristischen Tagesverläufe an sich noch nicht aussagekräftig; nur nach Korrektur mit dem Dynamisierungsfaktor ist die Vergleichbarkeit mit den Gewerbe- und Landwirtschaftsprofilen gegeben. Dieser Faktor wird abhängig mittels eines Polynoms 4. Ordnung anhand der Tagesnummer ermittelt. Diese Dynamisierungsfunktion hat zwischen den Argumenten 1 (1. Januar) und 365 (31. Dezember) ihr Maximum bei 365 und den Mittelwert von 1,00. Ihr Verlauf ist ebenfalls in Abb. 3.8 zu sehen.

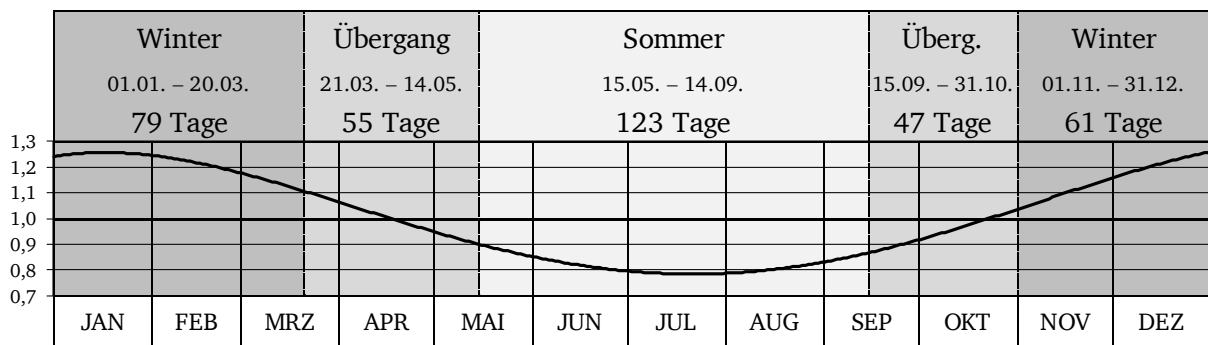


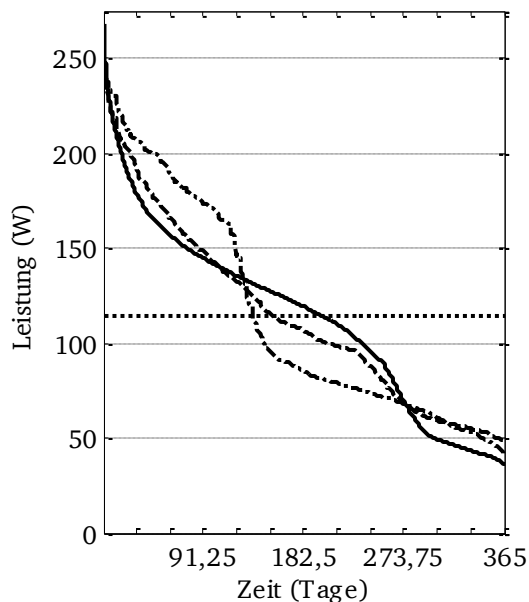
Abb. 3.8: Definition von Jahreszeiten und Dynamisierungsfaktor für die VDEW-Lastprofile

Weiterhin sind die Lastprofile standardisiert, d.h., auf einen Jahresenergieverbrauch von 1.000 kWh normiert. Die einzelnen Leistungswerte sind nun so gewichtet, dass deren Integration über ein Jahr 1.000 kWh ergibt. Somit sind die Standardlastprofile auf jeden gegebenen Jahresenergieverbrauch skalierbar. Obwohl für alle Jahreszeiten eine feste Dauer definiert ist, unterscheiden sich aufeinanderfolgende Jahre dennoch minimal, weil das Verhältnis der Tagestypen untereinander je Jahreszeit variieren kann, die Feiertage, die wie Sonntage behandelt werden, nicht auf den gleichen Wochentag fallen oder im Schaltjahr der Winter um einen Tag länger wird. In einem Zeitraum von 40 Jahren betragen die Abweichungen zwischen zwei extremen Jahresenergieverbräuchen für alle drei Profiltypen weniger als 0,75 % (siehe Tabelle A.1 im Anhang) und sind daher tolerierbar.

### 3.2.2 Anwendung auf das untersuchte Netzgebiet

Für die Lastknoten im untersuchten Netzgebiet werden die gleichen Kundengruppen verwendet wie bei den Standardlastprofilen. Diese wurden bereits bei der Klassifizierung der Niederspannungsnetze im Unterabschnitt 3.1.2 in der Variable Kundentyp eingeführt. Ferner wird im Rahmen dieser Arbeit nur ein Jahr genauer untersucht, und zwar das Jahr 2011, also kein Schaltjahr. Ausgehend vom standardisierten Jahresenergieverbrauch sind in Abb. 3.9 für alle drei Profile die geordneten Jahresdauerlinien dargestellt, woraus ersichtlich ist, wie viele Viertelstunden im Jahr die Last größer oder gleich einem bestimmten Wert ist.

a



b

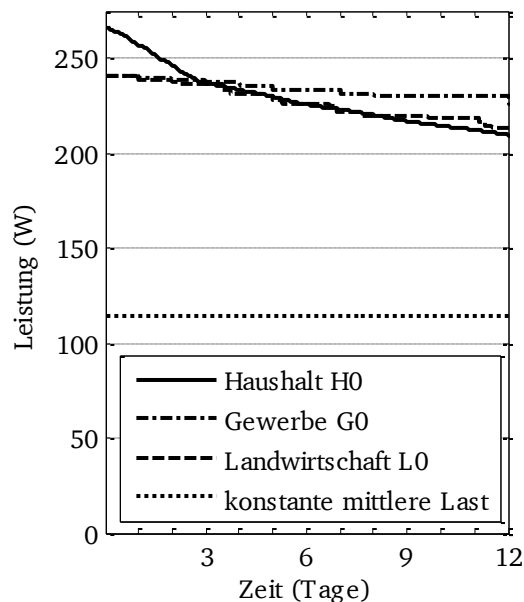


Abb. 3.9: Jahresdauerlinien der VDEW-Lastprofile

a Jahresdauerlinien der Standardlastprofile

b Zoom auf den Beginn der Jahresdauerlinien

Zum Vergleich ist die mittlere konstante Last von 114,2 W eingetragen, die sich bei gleichem Jahresenergieverbrauch von 1.000 kWh ergibt. Auf Grund der verstärkenden Wirkung der Dynamisierung ist das Haushaltsprofil steiler im Anfangsbereich. Die Maximallast bei H0 beträgt 268,0 W, während sie bei G0 und L0 nur 240,4 W beträgt. Setzt man die Durchschnittsleistung ins Verhältnis zur jeweiligen Jahresspitzenleistung ergibt sich ein Ausnutzungsgrad von 42,5 % bis 47,5 %. Hierbei handelt es sich natürlich nicht um den Ausnutzungsgrad eines einzelnen Haushalts, der nicht aus dem Lastprofil, sondern aus dem Lastgang ermittelt werden müsste.

### 3.3 Nachbildung der Photovoltaikanlagen

Zusätzlich zu den vorhandenen Betriebsmitteln werden dezentrale Erzeugungsanlagen als neue Elemente in das Netzwerk eingefügt. Im statischen Fall, d.h. ohne Betrachtung von transienten Ausgleichsvorgängen, sind Erzeugungsanlagen durch die abgegebene Wirkleistung sowie abgegebene oder aufgenommene Blindleistung hinreichend charakterisiert. Für die beiden großflächigen Netzgebiete „Land“ und „Mittelstadt“ ist die Photovoltaik (PV) die dominierende Technologie auf Basis der EEG Anlagenstatistik, weshalb nur diese untersucht wird. Zur Abgrenzung der Begriffe Erzeugungsanlage (EZA) und Erzeugungseinheit (EZE) wird die grundsätzliche Systematik der sogenannten Niederspannungsrichtlinie [20] des VDE (VDE-AR-N 4105) herangezogen und in der Abb. 3.10 dargestellt. In den folgenden Abschnitten wird im Detail darauf eingegangen.

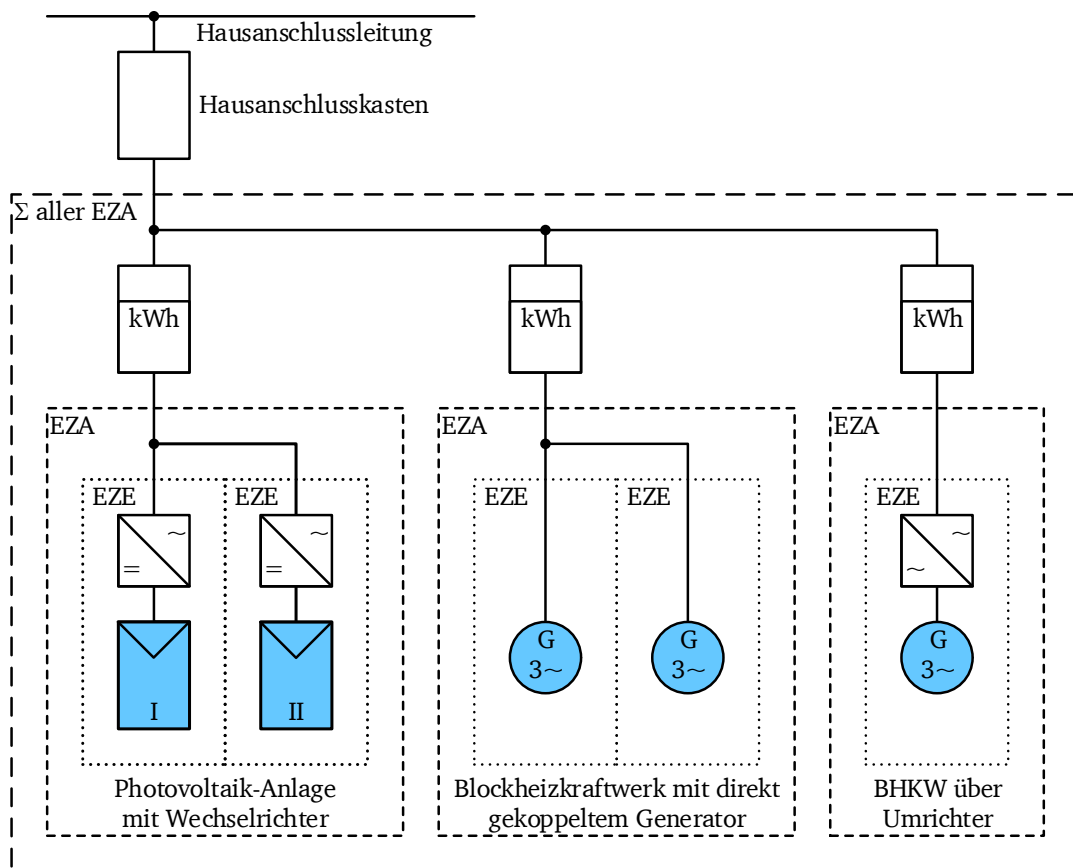


Abb. 3.10: Übersichtsdarstellung zu den Begriffen Erzeugungseinheit und Erzeugungsanlage nach [20] (modifiziert)

Abb. 3.10 beschreibt insgesamt drei verschiedene Erzeugungsanlagen (EZA), die in das überlappende Netz einspeisen:

- Photovoltaikanlagen mit je einem Wechselrichter,

- 
- Blockheizkraftwerk, bestehend aus einem direkt gekoppelten Generator und
  - Blockheizkraftwerk, bestehend aus einem drehzahlvariablen Generator und einem Umrichter.

Der Stromerzeugung mittels PV-Anlagen liegt der innere photoelektrische Effekt zu Grunde, wonach es bei Halbleitermaterialien in Folge von Bestrahlung mit Licht zur Trennung von positiven und negativen Ladungsträgern kommt. Wird diese Potenzialdifferenz über Anschlusskontakte aus der Zelle herausgeführt, so kann eine Gleichspannung abgegriffen werden. Zur Einspeisung in das Netz der öffentlichen Stromversorger muss dieser in Wechselstrom umgewandelt werden.

Aufgrund der geringen Spannung einer einzelnen Zelle werden bei der Herstellung mehrere Zellen für ein Modul verbaut und in Reihe geschaltet. Mehrere Module in Reihe verbunden mit einem Wechselrichter bilden eine EZE, wobei ein Wechselrichter je nach Bauart auch mehrere parallele Eingänge, sog. Strings, besitzen kann. Ein oder mehrere Wechselrichter bilden eine EZA, welche in der Regel über einen eigenen Zähler und meist parallel zu anderen Anlagen oder Verbrauchern an einem Netzanschlusspunkt mit dem öffentlichen Versorgungsnetz verbunden ist.

---

### **3.3.1 Technische Eigenschaften von Modulen und Wechselrichtern**

---

Eine PV-Anlage besteht im Wesentlichen aus PV-Modulen und Wechselrichtern, deren Auswahl und Anzahl sich nach verschiedenen Standortfaktoren richtet. Die verwendete Bezeichnung impliziert ebenfalls, dass sich die Gesamtgröße einer Anlage modular, d.h. durch Hinzufügen von PV-Modulen, variieren lässt. Die momentan auf dem Markt verfügbaren Module lassen sich in zwei Zelltechnologien einteilen, kristallines Silizium und Dünnschicht, wobei die erstgenannte auch die ältere ist. Der wesentliche Unterschied liegt im Herstellungsprozess und damit im Materialverbrauch. Kristalline Zellen werden aus hochreinen Siliziumblöcken gesägt oder in Spezialverfahren direkt in der benötigten Form hergestellt. Dabei ist es aufwendiger, einen Monokristall zu erhalten, mit dem sich aber Wirkungsgrade im Bereich von 14 – 20 % im kommerziellen Maßstab erzielen lassen, wohingegen polykristalline Zellen nur 12 – 17 % erreichen. Bei den Dünnschichtzellen wird das Halbleitermaterial in der Regel aufgedampft, was dessen Verbrauch reduziert und den Herstellungsprozess vereinfacht. Ihr Weltmarktanteil lag 2009 bei 16 – 20 %, geht aber seither langsam zurück. Ausgangsstoff für eine Vielzahl kleinerer Herstel-

ler ist nach wie vor hauptsächlich Silizium, allerdings von amorpher (a-Si) oder amorph/mikrokristalliner (a-Si/ $\mu$ -Si) Struktur. Kupfer-Indium-(Gallium-)Schwefel-Selen-Verbindungen (CIGS bzw. CIS) oder Cadmiumtellurid (CdTe) wurden jeweils durch ein Unternehmen in größerer Menge auf dem Markt etabliert. [21]

Für die gängigsten Modultypen sind einige Kenngrößen in Tabelle 3.3 zusammengetragen. Die Daten entstammen der Auswertung einer 1.500 Modultypen umfassenden Produktübersicht eines Internet-Marktplatzes für die weltweite Distribution von PV-Komponenten [22]. Dabei ist auf die besondere Leistungsdefinition hinzuweisen. Die Größe eines PV-Moduls wird üblicherweise in Wattpeak (Wp) angegeben. Dabei handelt es sich um den Leistungswert, welchen das Modul unter Standardtestbedingungen abgibt. Diese sind festgelegt auf eine Einstrahlung von 1.000 W/m<sup>2</sup> senkrecht auf das Modul, eine Modultemperatur von 25 °C sowie einen AM-Wert von 1,5. Dabei steht AM für Air Mass, d.h. Luftmasse und ist ein Faktor ohne Dimension. Er berücksichtigt den Sonnenstand, d.h. der Lichtweg durch die Atmosphäre beträgt das Eineinhalbfache gegenüber dem senkrechten Auftreffen auf die Erdoberfläche, was einem Höhenwinkel der Sonne von 41,8° entspricht. Weiterhin ermittelt sich der Wirkungsgrad eines Moduls aus der so gemessenen Leistung pro Modulfläche bezogen auf die solare Einstrahlung, d.h. 200 W/m<sup>2</sup> entsprechen einem Wirkungsgrad von 20 %. Dieser Leistungswert wird auch als Nennleistung bezeichnet und stellt in der Praxis auf Grund der Wahl der Bedingungen meist die Maximalleistung dar. Dennoch kann eine höhere Einstrahlung bei geringeren Temperaturen grundsätzlich dazu führen, dass dieser Wert übertroffen wird.

Tabelle 3.3: Kenngrößen gängiger PV-Module. Daten aus [22, 23]

Modultyp	Leistung pro Modul (Wp)	Fläche pro Modul (m <sup>2</sup> )	Leistung pro Fläche (Wp/m <sup>2</sup> )	Wirkungsgrad (%)	Preis Juni 2016 (Euro/Wp)
Silizium monokristallin	160 – 327	1,13 – 1,95	128 – 201	13 – 20	0,59 – 0,97
Silizium polykristallin	160 – 320	1,28 – 1,97	122 – 165	12 – 17	0,50 – 0,78
Dünnschicht a-Si/ $\mu$ -Si	100 – 130	1,43	70 – 90	7 – 9	nicht mehr erhoben
Dünnschicht CdS/CdTe	70 – 90	0,72	97 – 125	10 – 13	nicht mehr erhoben
Dünnschicht CIS	75 – 115	0,75 – 0,95	100 – 126	10 – 13	0,55 – 0,57

Die Preisentwicklung von PV-Modulen seit Mai 2009 ist außerdem in Abb. 3.11 dargestellt. Hierbei handelt es sich um die durchschnittlichen Angebotspreise auf dem internationalen Spotmarkt für PV-Module, also keine Endkundenpreise für die schlüsselfertige Anlage.

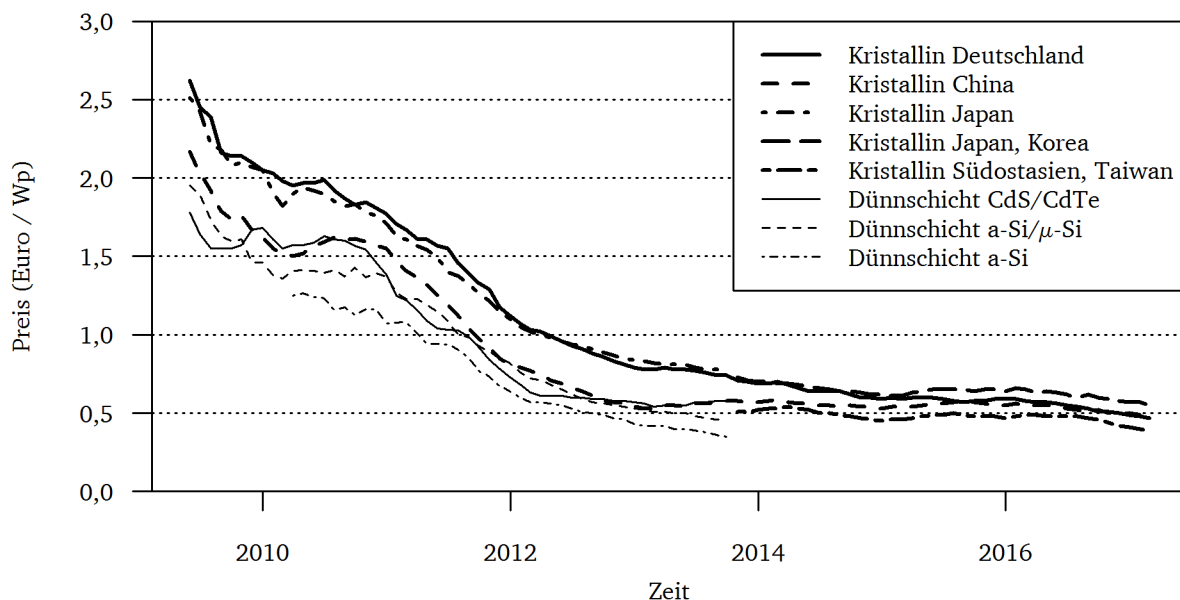


Abb. 3.11: Preisentwicklung von PV-Modulen. Daten aus [22]

Die zweite wesentliche Komponente einer PV-Anlage, der Solarwechselrichter, ist notwendig, um den von den PV-Modulen gelieferten Gleichstrom in Wechselstrom mit einer Frequenz von hierzulande 50 Hz umzuwandeln. Die auf dem Markt verfügbaren Geräte decken ein breiteres Leistungsspektrum ab. Hier liegen also Skaleneffekte vor, d.h. bis zu einem gewissen Grad ist bei sonst gleichen Anforderungen ein Wechselrichter mit doppelter Leistung wirtschaftlicher als zwei mit der einfachen Leistung. Danach kommen mehrere Geräte parallel zum Einsatz. In diesem Zusammenhang spielt auch die Symmetrie zwischen den drei Außenleitern des Drehstromnetzes eine Rolle. Grundsätzlich können Wechselrichter einphasig oder dreiphasig ausgeführt werden, wobei die optimale Auswahl oft von den Gegebenheiten der gesamten Anlage abhängt. Allerdings ist wie auch bei Verbrauchern mit steigender Leistung eine symmetrische Belastung zu gewährleisten, was dreiphasige Wechselrichter inhärent erfüllen. Sollen dennoch einphasige Wechselrichter zum Einsatz kommen, müssen sie die Leistung gleichmäßig auf die drei Leiter aufteilen und kommunikativ so verbunden sein, dass auch im Fehlerfall die gemäß Niederspannungsrichtlinie maximal zulässige einphasige Belastung von maximal 4,6 kVA nicht überschritten wird. Entsprechend der Anzahl der angeschlossenen Module – ein einzelnes, ein oder mehrere Strings bzw. ein ganzer Park – haben sich die Bezeichnungen Modulwechselrichter, String- bzw. Multistringwechselrichter und Zentralwechselrichter etabliert. Für die hier betrachteten



---

PV-Anlagen und deshalb für die weiteren Betrachtungen ist die mittlere Leistungsklasse maßgeblich.

Solarwechselrichter bestehen im einfachsten Fall aus einer Halbleiterbrückenschaltung als dem eigentlichen Wechselrichter zur Einstellung der Frequenz und einem Transformator zur Anpassung der Spannung an das Netz. Stand der Halbleitertechnik sind Leistungstransistoren, wobei vier davon eine H-Brücke bilden, in der die jeweils gegenüberliegenden abwechselnd den gleichen Schaltzustand aufweisen. Die Ansteuerung der Halbleiterschalter erfolgt mittels Sinus-Pulsweitenmodulation. Dieses Verfahren beruht auf einem Vergleich eines sinusförmigen Referenzsignals mit einem dreieckförmigen Trägersignal von deutlich höherer Frequenz, in der Regel mehrere 10 kHz. Am Ausgang entsteht dadurch ein rechteckiges Spannungssignal mit wechselnder Polarität, dessen Grundschiwingung sinusförmig ist. Die Glättung erfolgt über eine AC-Drossel. Der sich anschließende 50-Hz-Transformator gewährleistet eine galvanische Trennung von AC- und DC-Seite sowie eine Erdungsmöglichkeit der Module, was bei bestimmten Typen notwendig ist. Andererseits wirkt er sich negativ auf Gewicht und Verluste aus. Wenn auf die erwähnten positiven Eigenschaften verzichtet werden kann, können transformatorlose Wechselrichter zum Einsatz kommen, die Anpassung der Spannungshöhe muss dann gleichstromseitig mittels Hochsetzstellern erfolgen. Alternativ bietet sich die Verwendung von Hochfrequenztransformatoren an, sofern die Vorteile von geringerem Gewicht und Verlusten den Aufwand der zusätzlich notwendigen hochfrequenten Leistungselektronikbrücke übertreffen.

Weiterhin leistet ein Solarwechselrichter üblicherweise das sog. MPP-Tracking für die PV-Module. Der leistungsmaximale Arbeitspunkt (MPP bzw. Maximum Power Point) einer PV-Zelle wird von deren Strom-Spannungs-Kennlinie bestimmt, welche wiederum abhängig von der Einstrahlung und der Temperatur ist. Beim MPP-Tracking wird nun die Spannung der Module durch Variation des Innenwiderstandes des Wechselrichters auf den optimalen Wert geregelt. Da die Zellen auf dem Modul und die Module an einem String in Reihe geschaltet sind, ist eine solche Optimierung bestenfalls pro String möglich. Diese variable Ausgangsspannung des Modulfelds wird, sofern vorhanden, von dem Hochsetzsteller auf ein konstantes Niveau angehoben. Bei größeren dreiphasigen Wechselrichtern kann es sich lohnen, zugunsten von Wirkungsgrad und Herstellkosten auf den Hochsetzsteller zu verzichten. Da die Spannung am Eingang der Wechselrichterbrücke aber nur begrenzt schwanken darf, geht dadurch Flexibilität bei der Auslegung des Wechselrichters verloren.

Letztendlich dient das MPP-Tracking der Steigerung der Ausbeute und somit des Wirkungsgrads der gesamten PV-Anlage. Zur Vergleichbarkeit des Wirkungsgrads von Wechselrichtern wird neben dem maximalen noch der sog. Europäische Wirkungsgrad angegeben, der verschiedene

Teillastbereiche mit unterschiedlichen Dauern berücksichtigt. Kritischer als die leistungsabhängige ist allerdings die spannungsabhängige Verschlechterung des Wirkungsgrades, so dass stets die passende Anzahl an Modulen pro String verwendet werden sollte, um die DC-Spannung am Eingang im optimalen Bereich zu halten. In Tabelle 3.4 sind einige Kenngrößen nach Wechselrichterkonzept (mit/ohne Transformator) und Netzanschluss (ein- bzw. dreiphasig) dargestellt. Es zeigt sich, dass transformatorlose Wechselrichter bei gleichem Gewicht eine höhere AC-Leistung sowie einen höheren Wirkungsgrad aufweisen.

Tabelle 3.4: Kenngrößen gängiger Solarwechselrichter. Daten aus [23, 24]

Wechselrichtertyp	Bemessungs-scheinleistung (kVA)	Masse (kg)	Spezifische AC-Leistung (kVA/kg)	Europäischer Wirkungsgrad (%)	Preis Juni 2016 (€/VA)
einphasig mit Trafo	2 – 6	18 – 38	83 – 271	93,2 – 95,2	0,37 – 0,43
einphasig ohne Trafo	1 – 5	13 – 26	81 – 307	94,3 – 97,3	0,22 – 0,36
dreiphasig mit Trafo	5 – 12	50	102 – 244	94,9 – 95,4	0,17 – 0,30
dreiphasig ohne Trafo	5 – 25	37 – 65	135 – 444	97,1 – 98,1	0,14 – 0,22

Neben diesen Grundfunktionen sind mit den aktuellen Solarwechselrichtern noch zahlreiche Schutz-, Überwachungs- und Steuerungsaufgaben bis hin zum Anbieten von Systemdienstleistungen abzudecken. Im Rahmen dieser Untersuchung ist hier vor allem auf die Fähigkeit der Blindleistungsregelung hinzuweisen (Unterabschnitt 4.4.2). Inselwechselrichter sind darüber hinaus in der Lage, Frequenz und Spannung zu regeln, was aber hier nicht von Belang ist.

### 3.3.2 Einspeiseverläufe und Anlagenleistung

Die Datengrundlage für Photovoltaik beruht auf öffentlich verfügbaren Einspeisedaten von PV-Anlagen aus dem Netzgebiet „Land“ und „Mittelstadt“, welche von den Wechselrichtern aufgezeichnet wurden. Im Gegensatz zu Wetter- oder Klimadaten (Globalstrahlung, Bewölkung, Temperatur), woraus über den Sonnenstand die senkrechte Einstrahlung auf die Zelle und über die last- und temperaturabhängigen Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern die ins Netz eingespeiste Leistung erst berechnet werden muss, liegt diese Leistung so direkt vor. Auch bei größeren EZAs mit mehreren Wechselrichtern liegen die Daten je Wechselrichter vor, so

dass die niedrigere Aggregationsebene der EZE (siehe Abb. 3.10) berücksichtigt werden kann. Da bei der parallelen Installation mehrerer Wechselrichter am gleichen Netzanschlusspunkt höchstens geringe Skaleneffekte zu erzielen sind, kann daraus geschlossen werden, dass jede EZE für sich wirtschaftlich sein muss und unabhängig von den anderen installiert ist.

Am Ende eines zweistufigen Vorgehens steht ein Pool von 40 verschiedenen Einspeiseverläufen. Der Ablauf ist in Abb. 3.12 dargestellt und wird im Folgenden beschrieben.

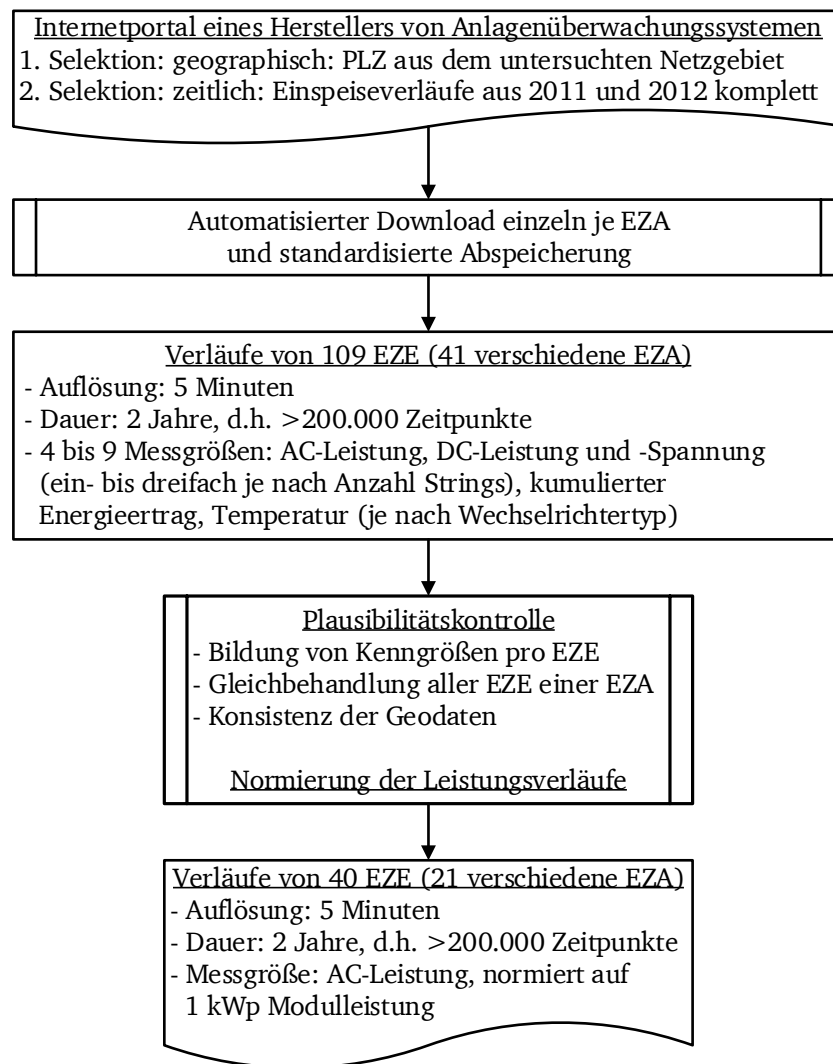


Abb. 3.12: Auswahl und Aufbereitung der Einspeiseverläufe

Die Basis bildet eine Datenbank eines Herstellers von Anlagenüberwachungssystemen, welche aufgrund des Umfangs und der automatisierten Auslesemöglichkeit verwendet wird [25]. Zunächst werden alle diejenigen PV-Anlagen erfasst, welche in den gleichen Orten wie die Netzdaten liegen und gleichzeitig mindestens zwei Jahre lang Einspeisedaten lieferten. Dies umfasst pro Wechselrichter in jedem Fall AC-Leistung, DC-Leistung, DC-Spannung und kumulierter Energieertrag seit Tagesbeginn. Bei Wechselrichtern mit zwei oder drei Strings sind die DC-

---

Größen entsprechend doppelt oder dreifach vorhanden. Weiterhin wird teilweise noch die Temperatur erfasst, so dass vier bis neun Parameter vorliegen. Die Aufzeichnung erfolgt alle fünf Minuten, solange die Sonne scheint.

Im zweiten Schritt werden die Daten über zwei aufeinanderfolgende Jahre eingelesen und anhand von Ausschlusskriterien die Plausibilität und Weiterverwendbarkeit der aufgezeichneten Datenreihen überprüft. Dabei wird einerseits aus den beiden Leistungswerten der Wirkungsgrad des Wechselrichters bestimmt, sowie aus der Integration der AC-Leistung die kumulierte Energie. Letztere wird mit der aufgezeichneten tageweise kumulierten Energie verglichen, und beide Energiewerte werden für die beiden Jahre gegenübergestellt. Eine Anlage wird dann aus dem Pool genommen, wenn mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

- Wechselrichterwirkungsgrad größer als eins,
- Abweichung zwischen beiden Verfahren der Energieberechnung außerhalb des Intervalls von 90 % bis 110 %,
- Abweichung der Energie zwischen beiden Jahren außerhalb des Intervalls von 85 % bis 105 % (da im Durchschnitt das zweite Jahr 5 % weniger Ertrag lieferte).

Es hat sich gezeigt, dass meistens alle Wechselrichter einer Anlage das gleiche Verhalten zeigen, was daran liegen mag, dass die Datenerfassung und -verarbeitung auf Anlagenebene geschieht. Deswegen wird in den wenigen Fällen, bei denen nur einzelne Wechselrichter auffällig sind, trotzdem die ganze Anlage ausgeschlossen. Schließlich werden noch weitere Anlagen ausgeschlossen, für die sich die Adresse und somit via Satellitenaufnahme die Ausrichtung des Daches nicht hat ermitteln lassen. In Abb. 3.13 sind für die verbleibenden 40 Wechselrichter (jeweils links) von 21 Anlagen (jeweils rechts) die Häufigkeitsverteilungen für bestimmte Kenngrößen dargestellt.

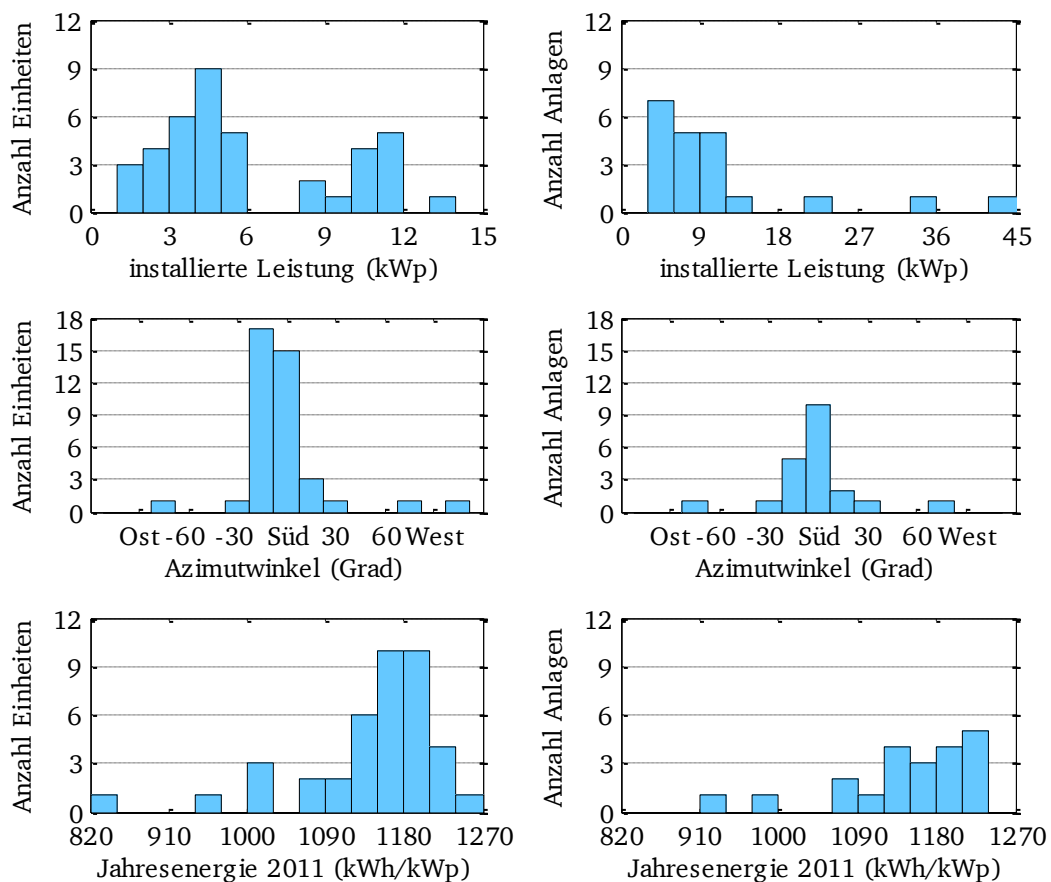


Abb. 3.13: Kennwerte der PV-Einheiten und -Anlagen

Besonders bei der installierten Leistung je EZE fallen zwei Gruppen auf: um 5 kWp und um 11 kWp; ersteres sind einphasige, letzteres dreiphasige Wechselrichter. Der Azimutwinkel ist definiert als die Abweichung in Grad von der direkten Südausrichtung, positive Werte bedeuten eine Drehung nach Westen. Der nicht weniger wichtige Neigungswinkel lag nur in den wenigsten Fällen vor, ist allerdings bei einer nahezu perfekten Ausrichtung nach Süden nicht mehr so bedeutend.

Aus Sicht des Netzes ist von den gesammelten Größen nur die AC-Leistung relevant. Daraus werden normierte Einspeiseverläufe mit 5-minütiger Auflösung analog zu den Lastprofilen generiert. Die Bezugsgröße bildet hier allerdings nicht die Jahresenergie, sondern die Anlagengröße, d.h., die Werte beschreiben die momentane AC-Leistung einer fiktiven PV-Anlage mit 1 kWp. Auf Grund der Festlegung dieser Variable sind grundsätzlich Werte größer als 1 möglich, wenn auch selten. In Abb. 3.14 sind beispielhaft ausgewählte Einspeiseverläufe dargestellt, jeweils für einen durchweg wolkenlosen und einen wechselhaften Tag.

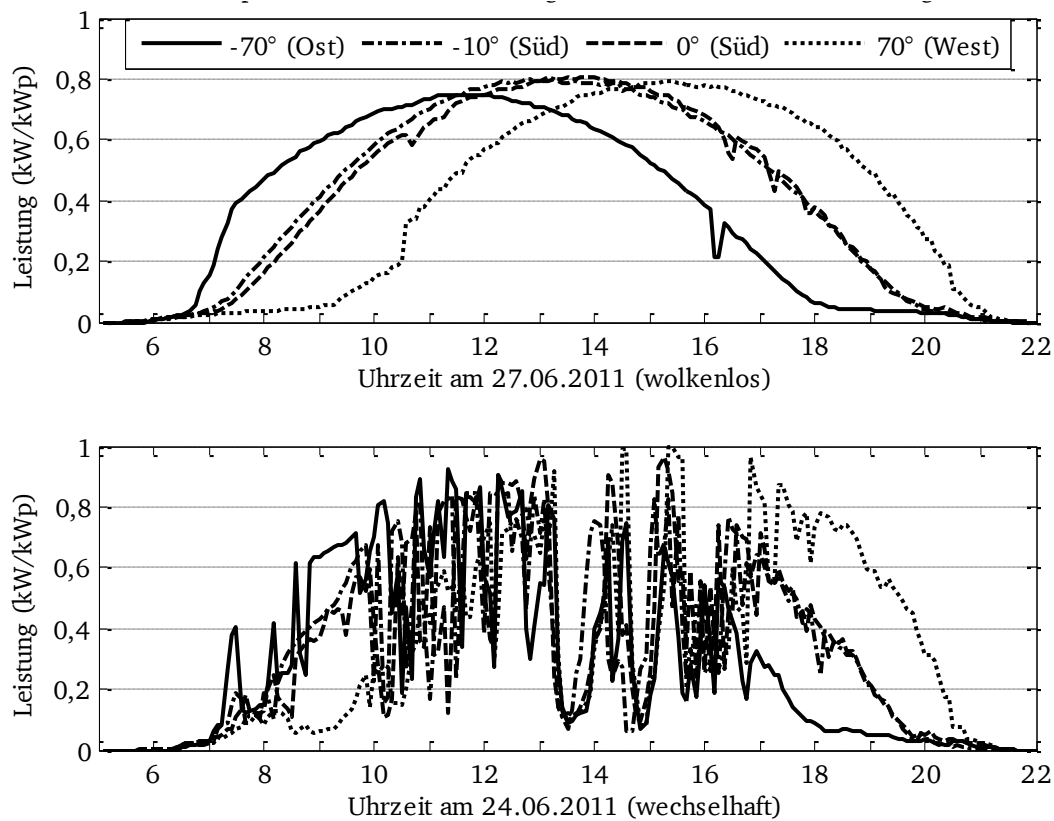


Abb. 3.14: Einspeiseverläufe für ausgewählte Anlagen bei unterschiedlicher Wolkenlage

Es fällt einerseits auf, dass die kurzzeitigen Leistungsspitzen eines wechselhaften Tages höher ausfallen als das langandauernde Maximum eines wolkenlosen Tages, was dem zwischenzeitlichen Abkühlen der Solarmodule geschuldet ist. Andererseits resultieren etwa zwei Stunden Zeitunterschied aus einer Azimutwinkeländerung von 70°. Weiterhin ist ersichtlich, dass Einspeiseschwankungen auf Grund von Wolkendurchzug sehr lokal und deswegen nicht unbedingt gleichzeitig auftreten. Dies lässt sich mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor bewerten, der in Gleichung (3.1) definiert ist.

$$g = \frac{P_{\max}}{\sum_n P_{\max,n}} \quad (3.1)$$

Dabei ist  $P_{\max}$  die maximal auftretende Leistung aller 40 EZEs zusammen und  $P_{\max,n}$  die jeweilige maximale Leistung einer der 40 EZEs. Für das Jahr 2011 ergibt sich ein Wert von 0,89 und somit eine relativ hohe, aber bei weitem nicht vollkommene Gleichzeitigkeit.

Bei der Nachbildung wird auf eine gesonderte Berücksichtigung einphasiger Wechselrichter verzichtet, da seit 2004 die von einer EZA verursachte Gesamtnsymmetrie zwischen den einzel-

---

nen Außenleitern per Richtlinie normativ [26] begrenzt ist und innerhalb eines NS-Netzes davon ausgegangen werden kann, dass die einphasig einspeisenden EZAs sich statistisch gleich auf alle drei Außenleiter verteilen. Somit werden alle Anlagen als dreiphasige symmetrische Betriebsmittel nachgebildet. Im Rahmen der Simulation mit dem Rechenprogramm NEPLAN werden die Programmmodule Lastfluss und Zuverlässigkeit verwendet, wobei letzteres für elektrische Betriebsmitteldaten ebenfalls auf den Lastfluss zurückgreift, so dass hier zunächst nur auf die lastflussrelevanten Daten eingegangen wird.

Vor diesem Hintergrund sind PV-Anlagen als Lasten mit konstanter Leistungsaufnahme darstellbar, deren Nachbildung in Unterabschnitt 4.1.1 erläutert wird. Dies bedeutet, dass sich der Strom entsprechend der Leistung und der vom Netz vorgegebenen Spannung einstellt. Dabei sind alle Größen als Effektivwertzeiger zu verstehen, also komplexe Größen bestehend aus Wirk- und Blindanteil. Für die PV-Anlagen bedeutet dies, dass sie durch Festlegung der Effektivwerte von Wirkleistung  $P$  und Blindleistung  $Q$  eindeutig beschrieben sind. Für die ausgewerteten Einspeiseverläufe aus dem Jahr 2011 kann davon ausgegangen werden, dass sie stets mit einem Verschiebungsfaktor von  $\cos\varphi = 1$  vorliegen, da Blindleistungsregelung für PV-Anlagen erst seit 2012 gefordert wird [20]. Unter Beibehaltung des Verbraucherzählpfeilsystems weist die eingespeiste Wirkleistung ein negatives Vorzeichen auf. Für die untersuchte Blindleistungsbereitstellung werden dann unter Beibehaltung des Wirkleistungsverlaufs von Null verschiedene Werte für die Blindleistung vorgegeben, was in Abschnitt 4.4.2 detaillierter beschrieben ist.

Dieser Festlegung der Ausbauszenarien liegt der tatsächliche Ausbau der letzten Jahre zu Grunde. Seit der Novellierung des EEG im Jahr 2009 ist der volle Vergütungsanspruch von PV-Anlagen gemäß § 16 Abs. 2 S. 2 an die Meldung von Anlagendaten an die Bundesnetzagentur gekoppelt [27]. Da diese einerseits mindestens den Standort (Postleitzahl), die installierte Leistung sowie den Tag der Inbetriebnahme umfassen muss und andererseits öffentlich verfügbar ist, lässt sich daraus der Zubau der letzten Jahre sowie die Zusammensetzung des Anlagenparks für das betreffende Netzgebiet ableiten. Die dazu gewählte Vorgehensweise ist in Abb. 3.15, die Zusammensetzung der Anlagengrößen für das untersuchte Netzgebiet in Abb. 3.16 dargestellt.

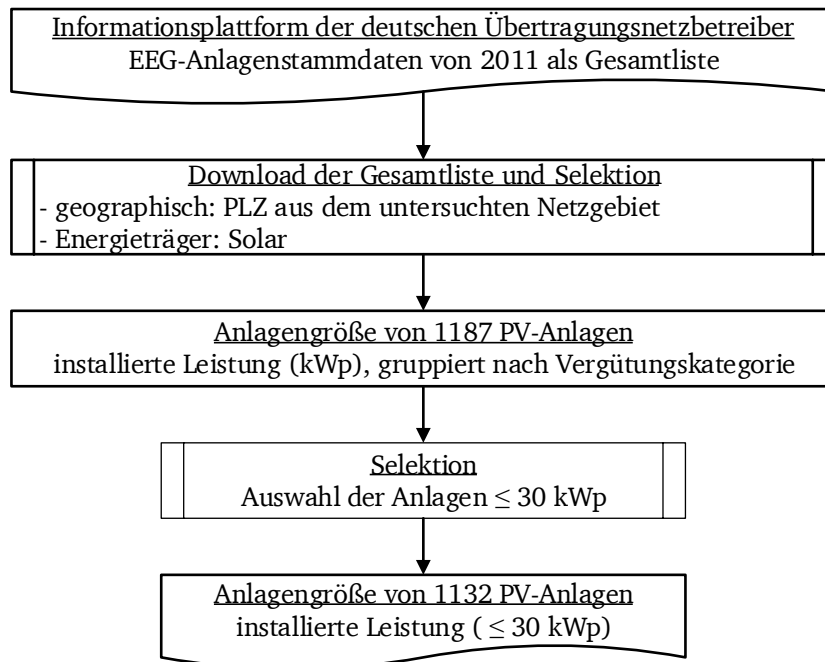


Abb. 3.15: Auswahl der Anlagengrößen

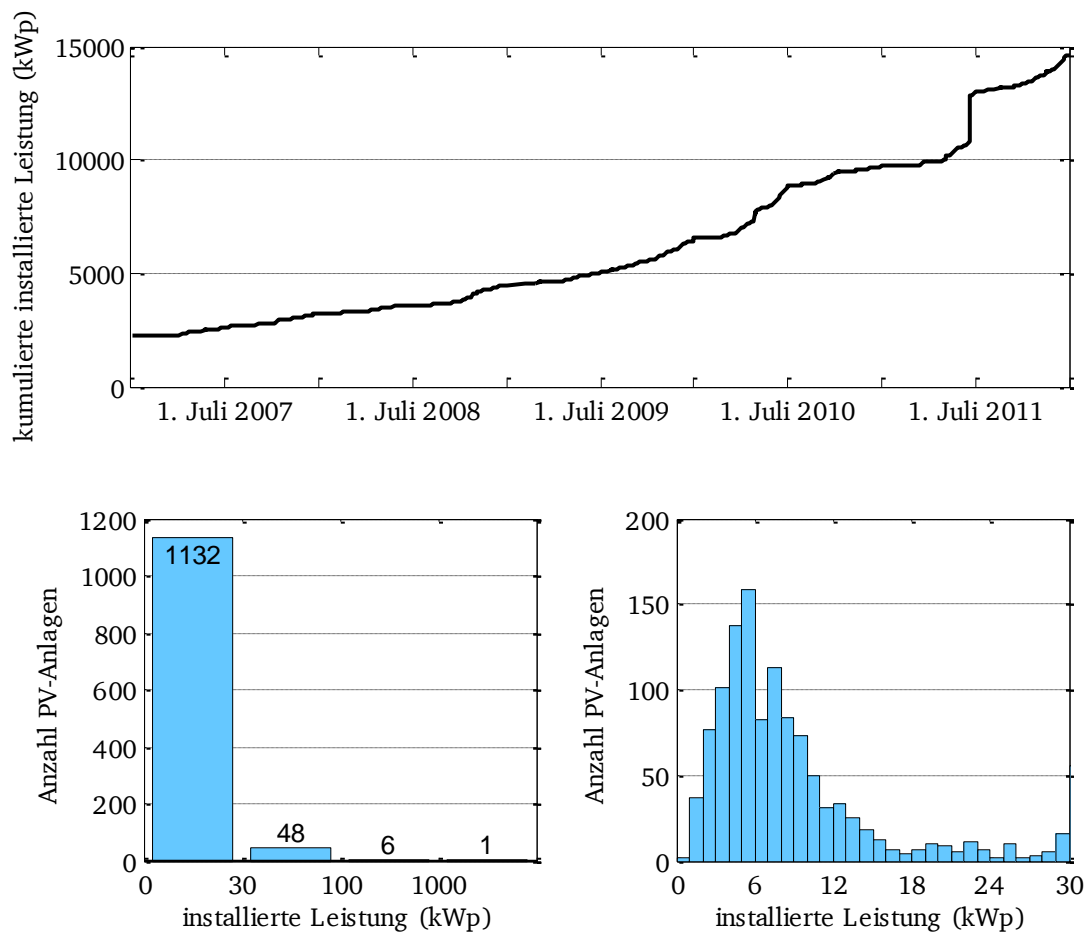
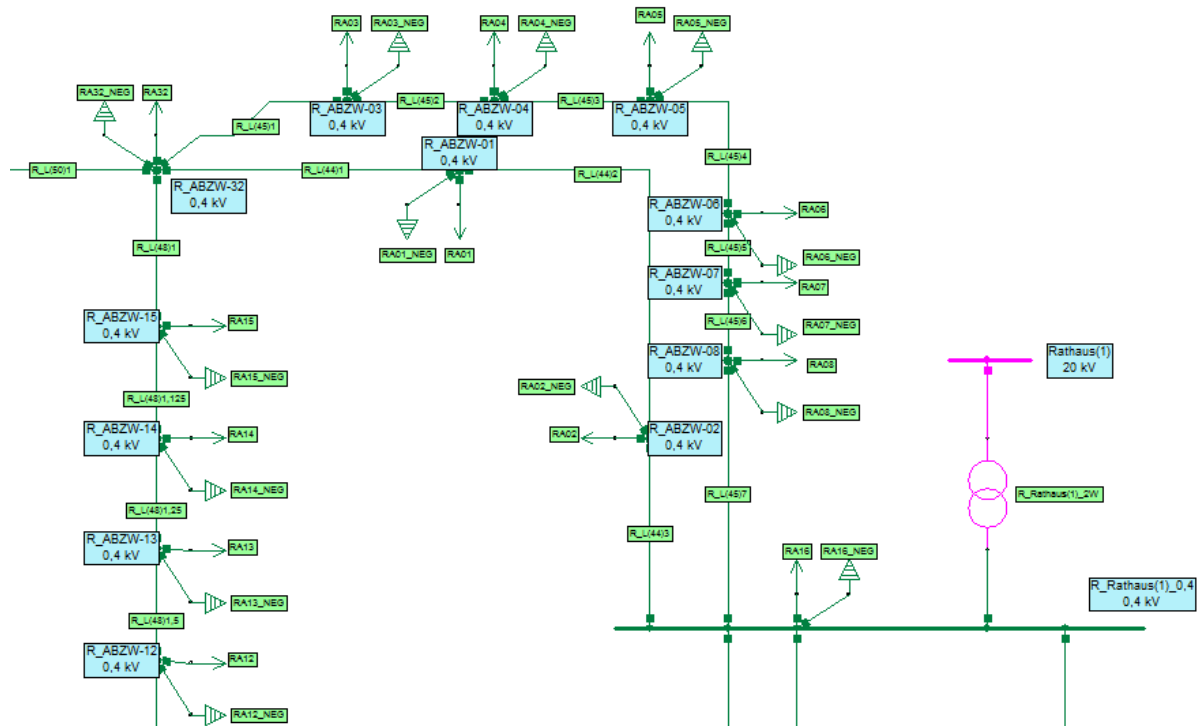


Abb. 3.16: Zusammensetzung des Anlagenparks im Netzgebiet [28]



Daraus ist ersichtlich, dass Ende 2011 im untersuchten Netzgebiet PV-Anlagen mit knapp 15 MW installiert waren. Bei durchschnittlicher Netzlast von 1 kW pro Einwohner und rund 53.000 Einwohnern (siehe Tabelle 3.1) entspricht dies etwa einem Viertel der Netzlast. 95 % aller Anlagen (1132 von 1187) fallen in die höchste Vergütungskategorie (in/an/auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden bis einschließlich 30 kWp installierte Leistung), und speisen daher in die NS-Ebene ein. Die nächste Kategorie bis einschließlich 100 kWp kommt hauptsächlich für größere gewerbliche oder landwirtschaftliche Dächer in Frage, darüber hinaus sind es überwiegend Freiflächenanlagen im Megawattbereich, deren Verknüpfungspunkt im MS-Netz liegt.

Im Simulationsprogramm wird jeder vorhandene NAP parallel zu den Kundenlasten mit einer solchen „negativen Last“ versehen, um damit unterschiedliche Ausbauszenarien hinsichtlich Anzahl und Größe von PV-Anlagen pro NS-Netz abzubilden. Abb. 3.17 zeigt exemplarisch einen Ausschnitt aus dem Niederspannungsnetz (in grün) mit dem speisenden Ortsnetztransformator (Mittelspannungsknoten in magenta) und Leitungsabgängen mit Hausanschlüssen (spitze Pfeile) und parallelen negativen Lasten (dreieckige Pfeile). Letztere unterscheiden sich nur in der graphischen Darstellung. Im Simulationsprogramm werden alle Lasten gleichbehandelt.



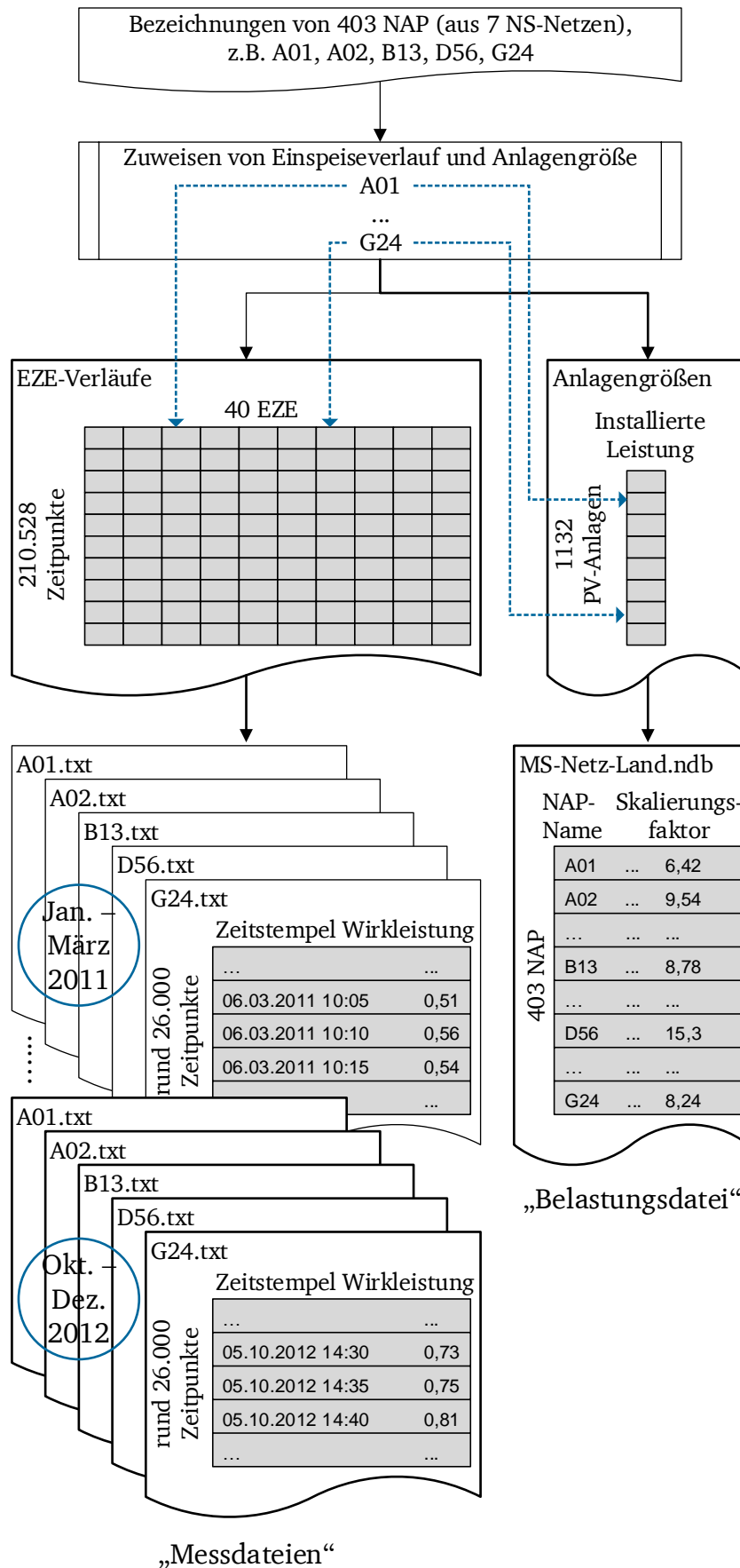


Abb. 3.18: Erstellung der Übergabeparameter der PV-Anlagen an das Rechenprogramm

---

Last- oder Einspeiseverläufe werden aus einer sogenannten Messdatei mit einem definierten Format bei jedem Simulationslauf eingelesen. Darin ist für jeden Zeitpunkt ein Wert für Wirk- und ggf. auch für Blindleistung festgelegt. Es muss für jede Last eine einzelne Datei vorhanden sein. Um die Größe der Dateien, aber auch die Simulationszeit sowie schließlich die Größe der Ergebnisdatei im Rahmen zu halten, werden Zeitblöcke von drei Monaten Dauer gebildet. Somit werden alle Dateien achtfach erstellt und in unterschiedlichen Ordnern je Quartal abgelegt. Die Anlagenleistung kann grundsätzlich als Parameter beim Element Last gesetzt werden. Da dieser Parameter jedoch beim Vorhandensein einer Messdatei nicht berücksichtigt wird, muss auf den Skalierungsfaktor des Elements ausgewichen werden. Hier ist es möglich, über den Import einer sogenannten Belastungsdatei den Skalierungsfaktor vor einer Simulation festzulegen. Eine solche Belastungsdatei enthält die Informationen aller Lasten in einem Netz. Die Zuordnung erfolgt mittels gleichverteilter Zufallszahlen durch einen reproduzierbaren Algorithmus. In den zwölf repräsentativen NS-Netzen sind insgesamt 648 NAP vorhanden. Für jede PV-Anlage werden ein Einspeiseverlauf (aus dem Pool mit 40 Anlagen) sowie eine Anlagengröße (aus dem Pool mit 1132 Anlagen) gezogen. Am Ende dieses Prozesses entstehen achtmal 648 Messdateien sowie zwei Belastungsdateien (mit 403 Zeilen für das MS-Gebiet Land bzw. 245 Zeilen für das MS-Gebiet Mittelstadt). Der Ablauf ist schematisch nur für das MS-Gebiet Land dargestellt.

---

### **3.4 Festlegung der Konfigurationen und Szenarien**

---

Die Simulationen selbst erfolgen in drei Schritten. Die erste Konfiguration bildet den Status quo ab, d.h., die Situation ohne zusätzliche PV-Anlagen, so dass nur die Kundenlasten aktiv sind. In der zweiten Konfiguration werden zusätzlich PV-Anlagen auf NS-Ebene berücksichtigt. Die dafür notwendige Festlegung der Einspeiseverläufe und Anlagenleistungen erfolgt wie in Unterabschnitt 3.3.2 beschrieben. Grundsätzlich wird jeder Anschlusspunkt einer Kundenlast zusätzlich mit einer PV-Anlagen versehen. Die Anlagenleistungen werden aus dem Intervall bis 30 kWp derart zugewiesen, dass sich die gleiche Häufigkeitsverteilung wie bei den 1132 Anlagen aus dem Register der Übertragungsnetzbetreiber einstellt. Dies führt zu einer durchschnittlichen Anlagengröße von 8 kWp. Daraus ergibt sich der Maximalausbau als Fortschreibung der Anlagen- und Einspeisedaten von 2011; dies bildet den Bezugswert und entspricht dem Durchdringungsgrad 1.

Diese beiden Konfigurationen betreffen ausschließlich jene NS-Netze, welche nach der Clusteranalyse aus Unterabschnitt 3.1.2 als repräsentativ ausgewählt wurden. Die Simulationen erfolgen dabei zwar parallel für alle NS-Netze im gleichen Gebiet (sieben bei Land und fünf bei

---

Mittelstadt), die Auswertung erfolgt aber einzeln für jedes dieser zwölf repräsentativen NS-Netze. Dabei wird gleichzeitig aus dem Leistungsfluss über dem ONS-Transformator ein Lastgang erstellt, mit welchem das unterlagerte NS-Netz als aggregierte Last auf MS-Ebene nachgebildet werden kann. Auf diese Weise werden für die dritte und letzte Konfiguration die beiden MS-Netze betrachtet. Die aggregierten Lasten wirken dort je nach Einspeisesituation der PV-Anlagen als Quelle oder Senke.

Ähnlich wie bei den PV-Anlagen sind auf dieser Aggregationsebene die Verläufe der MS-Lasten sowie deren maximale Leistung zu definieren. Die Vorgehensweise ist der aus Abb. 3.18 ähnlich und ist in Abb. 3.19 dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist der Ablauf nur für die 213 ONS des MS-Gebiets Land dargestellt, gilt aber analog für die 118 ONS des MS-Gebiets Mittelstadt.

Als Vorbereitung werden die aus den NS-Simulationen erhaltenen Zeitreihen von Wirk- und Blindleistung an der ONS von zwölf repräsentativen NS-Netzen durch die Bemessungsscheinleistung des Transformators dividiert, damit sie dimensionslos sind. Weiterhin werden sie mit der maximal aufgetretenen Scheinleistung in Konfiguration 1 (status-quo ohne PV) skaliert, so dass sich der größte Wert in der Zeitreihe als 1 ergibt. Dieser Pool aus zwölf ONS-Verläufen (linke Seite im Ablaufschema) wird anschließend weiterverwendet. Dank dieser Umrechnungen kann die per Schleppzeiger in der ONS gemessene Maximalleistung der entsprechenden MS-Last im Modell fest zugeordnet werden. Dazu wird wieder der Skalierungsfaktor in der Belastungsdatei verwendet (rechte Seite im Ablaufschema). Variiert werden dann die Zeitverläufe. Im Simulationslauf von Konfiguration 1 tritt exakt dieser Schleppzeigerwert als Maximum auf. In der Konfiguration 2 bzw. in den im Folgenden beschriebenen Szenarien tritt bei gleicher Skalierung ein kleinerer oder größerer Wert auf, was ja auch so gewollt ist.

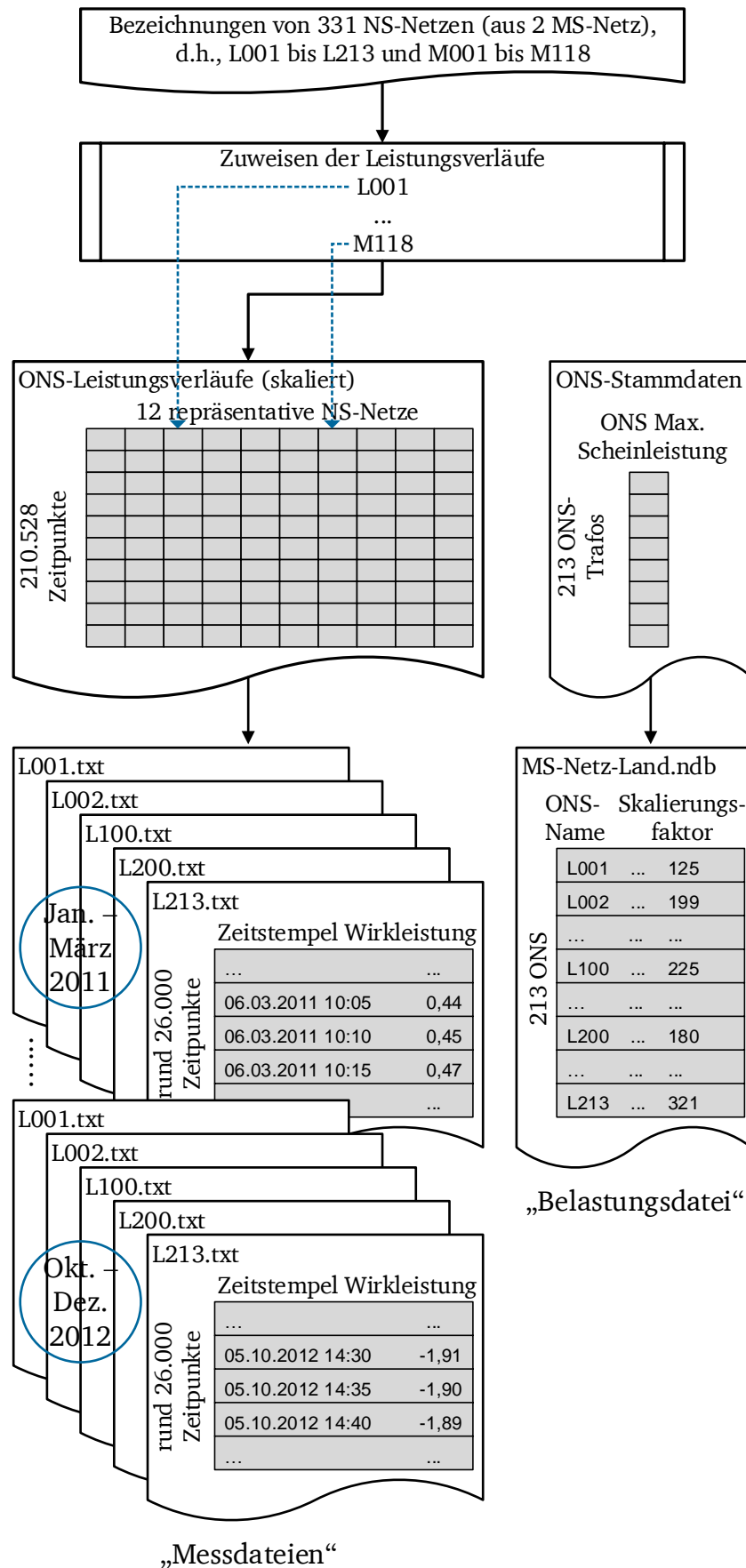


Abb. 3.19: Erstellung der Übergabeparameter der ONS-Verläufe für die MS-Simulationen

Die Zuweisung der ONS-Leistungsverläufe auf eine MS-Last erfolgt ähnlich wie die der PV-Verläufe auf die Hausanschlüsse; zunächst gibt es einen Pool aus zwölf ONS-Verläufen für 331 MS-Lasten, welche die NS-Netze nachbilden. Den Unterschied machen allerdings die Cluster. Je Cluster wird nun einer aus ein bis fünf ONS-Verläufen gezogen und einem der NS-Netze aus demselben Cluster zugeordnet. Dieses Ziehen ohne Zurücklegen erfolgt ebenfalls mittels gleichverteilter Zufallszahlen, die von der Software R (siehe Beschreibung in Unterabschnitt 3.1.2) auf reproduzierbare Weise generiert werden. Die repräsentativen Netze selbst bleiben bei diesem Zufallsprozess außen vor; ihnen wird stets der eigene Verlauf zugeordnet. Das Resultat der Allokation ist in Tabelle 3.5 dargestellt. Dabei sind die zwölf repräsentativen Netze in den Zeilen angeordnet und in den Spalten steht die Anzahl der MS-Lasten, die dadurch repräsentiert werden. Dies ist unterteilt nach Clustern und MS-Netzgebieten, wobei „L“ für Land und „M“ für Mittelstadt steht.

Tabelle 3.5: Allokation der zwölf repräsentativen NS-Netze auf die 331 NS-Netze

	1		2		3		4		5		6		Cluster	
NS-Netz	L	M	L	M	L	M	L	M	L	M	L	M	MS-Gebiet	
Cluster 1, L1	29	16	2	1									48	111
Cluster 1, L2	34	25	3	1									63	
Cluster 3, L1					9	8							17	39
Cluster 3, M1					18	4							22	
Cluster 4, L1							15	11					26	26
Cluster 5, L1									13	5			18	110
Cluster 5, M1									9	13			22	
Cluster 5, M2									10	12			22	
Cluster 5, M3									18	7			25	
Cluster 5, M4									15	8			23	
Cluster 6, L1											19	3	22	45
Cluster 6, L2											19	4	23	
Summe	63	41	5	2	27	12	15	11	65	45	38	7	331	
	104		7		39		26		110		45			

Am Ende des Prozesses werden für jede der 331 ONS acht Messdateien (jeweils pro Vierteljahr) für Wirk- und Blindleistung erzeugt, die bei jedem Simulationslauf der Lastflussrechnung gelesen werden. Die beiden modifizierten Belastungsdateien (jeweils pro MS-Gebiet) werden einmalig für die MS-Simulationen in das Rechenprogramm importiert.

---

Neben den Konfigurationen bilden die Szenarien die zweite Dimension, nach der die Simulationen unterteilt werden. Deren Gesamtzahl ist allerdings geringer als das Produkt aus beiden, weil nicht jedes Szenario in jeder Konfiguration sinnvoll ist. Während in der Konfiguration festgelegt wird, welche Netzelemente untersucht werden bzw. auf welche Weise sie nachgebildet werden (PV-Anlagen als negative Last auf NS-Ebene oder ganze NS-Netze als aggregierte Lasten auf MS-Ebene), wird im Szenario festgelegt, wie sie betrieben werden. Dies ist motiviert durch die im Abschnitt 4.4 beschriebenen alternativen Maßnahmen im Zuge der Einbindung der PV-Anlagen. Aus dieser Überlegung heraus gibt es in der Konfiguration 1 mangels PV-Anlagen auch kein Szenario; zwecks der Vollständigkeit wird dies als Szenario 0 bezeichnet. Mit PV-Anlagen werden insgesamt drei Szenarien definiert:

- Szenario 1 stellt das konventionelle Referenzszenario dar, d.h., alle PV-Anlagen speisen ohne weitere Maßnahmen ein.
- Szenarien 2 und 3 (mit Varianten) betreffen die Vorgaben an den PV-Anlagen, z.B. Aufnahme induktiver Blindleistung mit festem oder wirkleistungsabhängigem Verschiebungsfaktor.
- Szenarien 4 (mit Varianten) beschreiben die Spannungsregelung an der Ortsnetzstation mit unterschiedlich gewähltem Sollwert.

Details und verschiedene Varianten der einzelnen Szenarien werden in den Kapiteln 4 und 5 beschrieben und begründet.





---

## 4 Lastfluss

---

Die grundlegende Fragestellung bei der Integration von Netzanschlussnehmern, Verbrauchern wie Erzeugern, betrifft die technischen Grenzen des bestehenden Netzes. Dies gilt insbesondere in der Niederspannungsebene, wo wenige zusätzliche Einheiten bereits einen relativ großen Einfluss haben können. Im ersten Abschnitt dieses Kapitels wird ein anerkanntes Verfahren zur Berechnung von Lastflüssen einschließlich der nötigen Annahmen vorgestellt. Zur Bewertung derselben sind Kriterien nötig. Dazu werden die relevanten technischen und gesetzlichen Vorschriften im darauffolgenden Abschnitt erläutert. Schließlich folgen die Resultate der Lastflussberechnungen in dem vorgestellten Netzgebiet, unterteilt gemäß der vorher festgelegten Konfigurationen und Szenarien. Zunächst werden die Simulationen im bestehenden Netz dargestellt, um sodann diese mit verschiedenen alternativen Maßnahmen zu vergleichen.

---

### 4.1 Nachbildung und Berechnung

---

Elektrische Versorgungsnetze lassen sich im Sinne der Graphentheorie als ein Netzwerk aus Knoten und Kanten darstellen. Ein Knoten stellt eine Sammelschiene oder Klemmleiste dar und ist durch seine komplexe Spannung beschrieben, d. h. Spannungsbetrag  $U$  und Spannungswinkel  $\delta$ . Die Verbindung der Knoten geschieht durch Netzbetriebsmittel; dies sind hauptsächlich Leitungen oder Transformatoren, welche durch eine komplexe Impedanz nachgebildet werden. Somit sind sie durch einen komplexen Leistungsfluss beschrieben, d. h. Wirkleistung  $P$  und Blindleistung  $Q$ , wobei das Vorzeichen vom gewählten Zählpfeilsystem abhängt. Gleiches gilt für Netzeinspeisungen (oder Generatoren) und -entnahmen (Lasten), welche ebenfalls durch einen Leistungsfluss charakterisiert sind. Schaltgeräte werden aufgrund der vernachlässigbaren Impedanz nicht nachgebildet.

Dementsprechend liefert die Lastflussberechnung als Ergebnis die Spannung an den Knoten und den Leistungsfluss bzw. in Verbindung mit der Spannung den Stromfluss über den Betriebsmitteln. Für den zuverlässigen Netzbetrieb sind Spannungsgrenzen nach oben und unten sowie die maximale Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel einzuhalten. Diese Beschreibung der stationären Strom- und Spannungsverteilung ist gleichzeitig die Basis für weiterführende Untersuchungen in einem elektrischen Versorgungsnetz wie z. B. transiente Stabilität oder Zuverlässigkeit.

#### 4.1.1 Nachbildung der Betriebsmittel für die Lastflussberechnung

Im Verteilungsnetz werden bis heute gleichermaßen Freileitungen und Kabel eingesetzt, wenngleich beim Neubau die NS-Ebene ausschließlich und die MS-Ebene überwiegend verkabelt wird. Die elektrische Beschreibung beider Betriebsmittel für Lastflussberechnungen ist nahezu identisch, die Werte der Parameter unterscheiden sich dennoch deutlich. Sie werden üblicherweise als Leitungsbeläge angegeben, d. h. bezogen auf die Leitungslänge. Grundsätzlich lässt sich eine Leitung (Index L) sowohl als T- als auch als  $\pi$ -Ersatzschaltung darstellen. Letztere kommt mit weniger Knoten aus, was die Komplexität des iterativ zu lösenden Modells reduziert und deshalb in Abb. 4.1 bevorzugt wird.

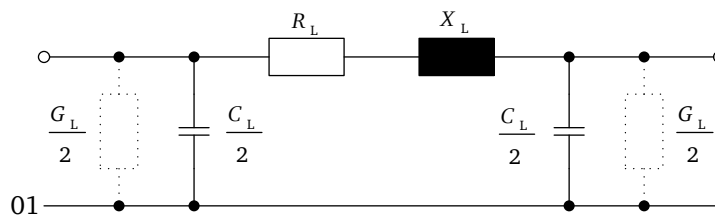


Abb. 4.1: Ersatzschaltung einer kurzen Leitung für Lastflussberechnungen

$R_L$	Resistanz	$X_L$	Reaktanz
$C_L$	Kapazität	$G_L$	Ableitungswiderstand

Die vereinfachende Entkopplung von Längsimpedanz und Queradmittanz ist möglich, da Leitungen im Verteilungsnetz für stationäre Berechnungen als elektrisch kurz angesehen und somit die hyperbolischen Funktionen der Wellengleichungen durch die ersten Glieder ihrer Reihenentwicklung dargestellt werden können. In Tabelle 4.1 sind für den jeweils häufigsten Leitungstyp die Leitungsbeläge sowie der maximal zulässige Dauerstrom  $I_d$  dargestellt, die in den betrachteten Netzen berücksichtigt werden. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass in NS-Netzen die Kapazität  $C$  und grundsätzlich der Ableitungswiderstand  $G$  nicht betrachtet werden.

Tabelle 4.1: Daten der verwendeten Leitungen

	Freileitung		Kabel		
	20 kV	1 kV	20 kV	10 kV	1 kV
Häufigster Typ	Al/St 120/20	Al 95	NA2XS(F)2Y 1x150RM	NAKBA 3x150 SM	NAYY 4x150SE
$R_L'$ ( $\Omega/\text{km}$ )	0,236	0,308	0,206	0,206	0,206
$X_L'$ ( $\Omega/\text{km}$ )	0,366	0,298	0,122	0,094	0,080
$C_L'$ ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )	0,009	0	0,254	0,45	0,83
$\tan\psi = R_L'/X_L'$	0,645	1,03	1,69	2,19	2,56
$I_d$ (A)	410	340	320	270	270

Transformatoren (Index T) werden für die Lastflussberechnungen analog zu den Leitungen durch eine äquivalente  $\pi$ -Ersatzschaltung wie in Abb. 4.2 nachgebildet.

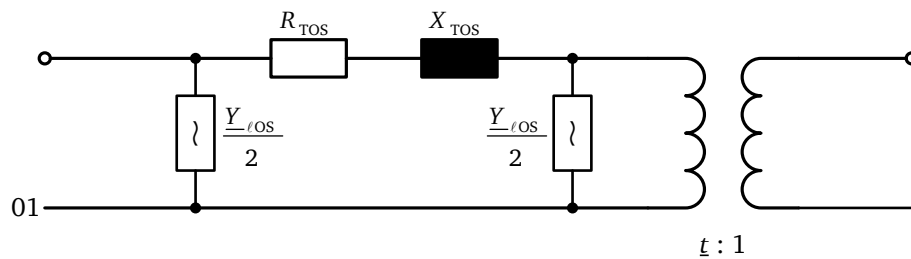


Abb. 4.2: Ersatzschaltung des Transformators für Lastflussberechnungen

Ausgehend von den allgemeinen Transformatoraten können die Elemente der Ersatzschaltbilder nach den Gleichungen (4.1) bis (4.6) bestimmt werden.

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (4.1)$$

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (4.2)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (4.3)$$

$$Y_\ell = \frac{1}{Z_\ell} = \frac{i_\ell}{100\%} \cdot \frac{S_{rT}}{U_{rT}^2} \quad (4.4)$$

$$Y_v = \frac{1}{R_v} = \frac{P_0}{U_{rT}^2} \quad (4.5)$$

$$\underline{Y}_\ell = Y_v - j\sqrt{Y_\ell^2 - Y_v^2} \quad (4.6)$$

Mit

$U_{rT}$  Bemessungsspannung

$S_{rT}$	Bemessungsleistung
$u_{kr}$	Bemessungswert der Kurzschlussspannung
$u_{Rr}$	Bemessungswert des Wirkanteils der Kurzschlussspannung
$P_0$	Leerlaufverluste

Ferner wird das Wicklungsverhältnis und die Schaltgruppe durch einen idealen Übertrager mit der komplexen Übersetzung  $\underline{t}$  abgebildet. Je nach Ausführung kann ersteres entweder unter Last oder nur in abgeschaltetem Zustand veränderbar sein. In vorhandenen Verteilungsnetzen finden sich derartige Laststufenschalter nur in den Transformatoren im UW. Auf den regelbaren Ortsnetztransformator wird in Abschnitt 4.4.3 gesondert eingegangen. In Tabelle 4.2 ist eine Zusammenstellung der Transformatordaten gegeben.

Tabelle 4.2: Daten der verwendeten Transformatoren

	Umspannwerk			Ortsnetzstation					
	Land	Stadt		Land		Stadt			
$S_{rT}$ (MVA)	40			0,250	0,400	0,315	0,400	0,630	0,800
$U_{rTOS}$ (kV)	105	105		21		10			
$U_{rTUS}$ (kV)	21	10,5		0,42		0,4			
Schaltgruppe	YNd5	YNd5		Dyn5		Dyn5			
$u_{kr}$ (%)	17,3	20,7	20,5	4	4	4	4	4	6
$u_{Rr}$ (%)	0,52	0,46	0,45	1,3	1,15	1,24	1,15	1,03	1,06
$i_0$ (%)	0,1	0,05	0,05	2,1	1,9	2,0 <sup>1</sup>	1,9 <sup>1</sup>	1,7 <sup>1</sup>	1,6 <sup>1</sup>
$P_0$ (kW)	15,8	15,4	16	0,425	0,61	0,51	0,61	0,86	0,95
Stufenschalter	unter Last			lastlos					
Anzahl Stufen	± 13			± 1					
$\Delta u$ (%)	1,69			2,5					

1) angenommen

Bei der Nachbildung der Lasten ist die Abhängigkeit deren Leistung von der Spannung zu berücksichtigen, die sich wiederum in Abhängigkeit der Belastung an jedem Knoten unterschiedlich einstellt. Grundsätzlich bietet es sich an, die Lasten als Konstante von einer der drei Größen Impedanz  $\underline{Z}$ , Strom  $\underline{I}$  oder Leistung  $\underline{S}$  zu beschreiben, welche gemäß Gleichung (4.7) zusammenhängen. Im symmetrisch aufgebauten und betriebenen Drehstromnetz gilt (mit Leiter-Leiter-Spannung  $U = \sqrt{3}U_{L1} = \sqrt{3}U_{L2} = \sqrt{3}U_{L3}$  und  $I = I_{L1} = I_{L2} = I_{L3}$ ) für die Drehstromleistung:

$$\underline{S} = 3\underline{U}_{L1} \underline{I}_{L1}^* = 3\underline{Y}^* U_{L1}^2 = P + jQ \quad (4.7)$$

Eine Verallgemeinerung dessen stellt das exponentielle Lastmodell dar, welches im Spannungsbereich von 80 % bis 120 % der Netznennspannung  $U_n$  verwendbar ist

$$P = P_n \left( \frac{U}{U_n} \right)^p \quad \text{und} \quad Q = Q_n \left( \frac{U}{U_n} \right)^q \quad (4.8)$$

Es beschreibt in den Gleichungen (4.8) die aktuelle Wirkleistung  $P$  bzw. Blindleistung  $Q$  ausgehend von den Werten des Nennbetriebs (Index  $n$ ). Die Wahl der Exponenten  $p$  und  $q$  deckt somit auch die vorher genannten Fälle ab:

- Konstante Belastungsimpedanz:  $p = q = 2$ ,
- Konstante Wirk- und Blindstromabnahme:  $p = q = 1$ ,
- Konstante Wirk- und Blindleistungsabnahme:  $p = q = 0$  [29].

Die Nachbildung der Lasten im vorliegenden Mittel- und Niederspannungsnetz erfolgt ausschließlich als konstante Leistungsabnehmer, was bei schmalem Spannungsband unproblematisch ist. Sofern größere Abweichungen von der Netznennspannung auftreten, handelt es sich im Rahmen dieser Arbeit um von dezentralen Erzeugern verursachte Spannungserhöhungen, d. h. die Erzeugung übersteigt den Verbrauch. Eine Beschreibung der Last als konstante Leistung führt dann in der Simulation zu einer zu niedrigen Leistungsabnahme, so dass der Erzeugungsüberschuss größer wird. Dies macht die Szenarien eher noch kritischer, welches den Kern der Untersuchungen bildet.

---

#### 4.1.2 Verfahren der Lastflussberechnung

---

Für die Berechnung des Lastflusses ist die Definition der Netzknoten relevant. Abgesehen von den Verbraucher-knoten, an denen Wirk- und Blindleistung vorgegeben werden, weshalb sie auch als  $P$ - $Q$ -Knoten bezeichnet werden, müssen die Einspeiseknoten definiert werden. Im Falle der Solarwechselrichter mit MPP-Tracking kann davon ausgegangen werden, dass die Einspeiseleistung unabhängig von der Spannung ist. Deshalb entspricht diese Art von Einspeiseknoten einem negativen Verbraucher-knoten. Anders verhält es sich bei rotierenden Generatoren wie in Kraftwerken, welche über eine Spannungsregelung und der antreibende Turbinensatz über eine Drehzahlregelung verfügen. In diesem Fall wird am Knoten Wirkleistung und Spannungsbetrag vorgegeben, weshalb dieser als  $P$ - $U$ -Knoten bezeichnet wird. Die Generatoren von Mikro-

BHKWs sind zwar größtenteils rotierend, allerdings werden bei neueren Entwicklungen die antreibenden Motoren zur besseren Brennstoffausnutzung bei Teillast in dieser Leistungsklasse häufig mit variabler Drehzahl betrieben. Somit ist zwischen Generator und Netz wie bei der Photovoltaik ein Wechselrichter nötig, so dass ebenfalls die Nachbildung als  $P$ - $Q$ -Knoten möglich ist. Für die Lineargeneratoren von Freikolben-Stirlingmaschinen gilt dasselbe. Schließlich ist in jedem Netzwerk ein Bilanzknoten notwendig, an dem sich Wirk- und Blindleistung als Ergebnis der Berechnung einstellen können. Folglich sind dort die anderen beiden Größen Spannungsbetrag und -winkel gegeben. In Verteilungsnetzen übernimmt diese Funktion in der Regel die Verknüpfung zur überlagerten Spannungsebene.

Das Verhalten des Netzes wird über die Gleichung (4.9) beschrieben, welche aus der Verknüpfung von Knotenspannungen  $\underline{U}_i$  und Betriebsmitteladmittanzen  $y_{ik}$  den Summenstrom  $\underline{I}_i$  am Knoten  $i$  bei einer Gesamtzahl von  $N$  Knoten bestimmt.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & \cdots & y_{1i} & \cdots & y_{1N} \\ y_{21} & y_{22} & \cdots & y_{2i} & \cdots & y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{i1} & y_{i2} & \cdots & y_{ii} & \cdots & y_{iN} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{N1} & y_{N2} & \cdots & y_{Ni} & \cdots & y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix} \quad \text{oder} \quad \underline{\mathbf{i}} = \underline{\mathbf{Y}} \underline{\mathbf{u}} \quad (4.9)$$

Die Zusammenfassung aller Impedanzen wird Knotenadmittanzmatrix  $\underline{\mathbf{Y}}$  genannt. Dabei sind die Diagonalelemente stets mit der Summe aller mit dem jeweiligen Knoten verknüpften Admittanzen besetzt. Die Nebendiagonalelemente beinhalten die negative Summe der Admittanzen zwischen zwei Knoten, welche wegen der geringen Vermaschung von Energieversorgungsnetzen aber nur zwischen räumlich benachbarten Knoten existieren.

Die Berechnung des Lastflusses besteht also in der Lösung dieses linearen Gleichungssystems. Dabei wird entweder von der Strom- oder der Leistungsbilanz am Knoten ausgegangen. Im ersten Fall handelt es sich um das Knotenpunktverfahren, auch Stromiteration genannt, im zweiten Fall um das Newton-Raphson-Verfahren, welches hier verwendet wird. Die Drehstromleistung am Knoten  $i$  bzw. in Matrizenschreibweise für alle  $N$  Knoten ist in Gleichung (4.10) angegeben.

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = 3\underline{U}_i \underline{I}_i^* \quad \text{oder} \quad \underline{\mathbf{s}} = \underline{\mathbf{p}} + j\underline{\mathbf{q}} = 3\text{diag}(\underline{\mathbf{u}}) \underline{\mathbf{i}}^* = 3\underline{\mathbf{U}} \underline{\mathbf{i}}^* \quad (4.10)$$

Durch Einsetzen der Gleichung (4.9) in Gleichung (4.10) ist in Gleichung (4.11) ersichtlich, dass die vorgegebene Verbraucherlast eines Knotens der Summe der berechneten Lastflüsse über Leitungen in bzw. aus diesem Knoten entsprechen muss.

$$3\underline{UY}^* \underline{u}^* = \underline{p} + j\underline{q} \quad (4.11)$$

Zur iterativen Lösung dieser Gleichung (4.11) wird für Real- und Imaginärteil je eine reelle Gleichung gebildet und eine Sollwertabweichung  $\Delta \underline{p}(\underline{u})$  bzw.  $\Delta \underline{q}(\underline{u})$  eingeführt, welche Null sein muss, so dass der Lastfluss auf eine Nullstellenbestimmung zurückführbar ist. Dabei sind die berechneten Leistungen eine Funktion des Spannungsvektors  $\underline{u}$ .

$$\begin{aligned} \operatorname{Re}\{3\underline{UY}^* \underline{u}^*\} - \underline{p} &= \underline{p}(\underline{u}) - \underline{p} = \Delta \underline{p}(\underline{u}) = 0 \quad \text{und} \\ \operatorname{Im}\{3\underline{UY}^* \underline{u}^*\} - \underline{q} &= \underline{q}(\underline{u}) - \underline{q} = \Delta \underline{q}(\underline{u}) = 0 \end{aligned} \quad (4.12)$$

Mit den Knotenspannungen außer der Spannung am Slack-Knoten als unbekannte Größen handelt es sich um ein nichtlineares Gleichungssystem mit  $2(N-1)$  Gleichungen, welches mittels Taylor-Entwicklung um einen Arbeitspunkt, d. h. für jeden Iterationsschritt  $(\nu)$  aufs Neue linearisiert werden kann. Grundsätzlich gilt für Vektorfunktionen  $\underline{f}(\underline{x})$  die Näherung gemäß Gleichung (4.13), wobei  $\underline{J}$  die Matrix der partiellen Ableitungen (Jacobi-Matrix) und  $\Delta \underline{x}$  die Verbesserung der Lösung von einem Iterationsschritt zum nächsten darstellt:

$$\underline{f}(\underline{x} + \Delta \underline{x}) \approx \underline{f}(\underline{x}) + \underline{J}(\underline{x}) \Delta \underline{x} = 0 \quad (4.13)$$

Im Fall der  $2(N-1)$  Gleichungen der Wirk- und Blindleistungen besteht die Jacobi-Matrix aus vier Teil-(Jacobi-)Matrizen, und es gilt der Zusammenhang gemäß Gleichung (4.14):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \underline{p}(\underline{u})}{\partial \operatorname{Re}\{\underline{u}\}} & \frac{\partial \underline{p}(\underline{u})}{\partial \operatorname{Im}\{\underline{u}\}} \\ \frac{\partial \underline{q}(\underline{u})}{\partial \operatorname{Re}\{\underline{u}\}} & \frac{\partial \underline{q}(\underline{u})}{\partial \operatorname{Im}\{\underline{u}\}} \end{bmatrix}_{(\nu)} \begin{bmatrix} \Delta \operatorname{Re}\{\underline{u}\} \\ \Delta \operatorname{Im}\{\underline{u}\} \end{bmatrix}_{(\nu)} = - \begin{bmatrix} \Delta \underline{p} \\ \Delta \underline{q} \end{bmatrix}_{(\nu)} \quad (4.14)$$

Zu Beginn der iterativen Lösung (Schritt  $\nu = 0$ ) werden mit Gleichung (4.12) die – anfangs von Null verschiedenen – Sollwertabweichungen für Wirk- und Blindleistung als Differenz zwischen berechneter und vorgegebener Leistung ermittelt, wobei es sich anbietet, für die Leistungsbeurteilung aller Knoten die Spannung gleich der Spannung am Slack-Knoten zu setzen. An diesem Arbeitspunkt  $(\nu)$  wird die Matrix der partiellen Ableitungen nach Gleichung (4.14), welche der Jacobi-Matrix  $\underline{J}_{(\nu)}$  entspricht, bestimmt. Umgestellt lässt sich daraus mit Gleichung (4.15) die Verbesserung der Spannungen berechnen:

$$\begin{bmatrix} \Delta \operatorname{Re}\{\underline{u}\} \\ \Delta \operatorname{Im}\{\underline{u}\} \end{bmatrix}_{(\nu)} = -\underline{J}^{-1}_{(\nu)} \begin{bmatrix} \Delta \underline{p} \\ \Delta \underline{q} \end{bmatrix}_{(\nu)} \quad (4.15)$$

In Gleichung (4.16) werden damit die Spannungswerte korrigiert, so dass ab dem nächsten Schritt  $(\nu + 1)$  die Gleichung mit verbesserten Knotenspannungen gelöst werden kann.

$$\begin{bmatrix} \operatorname{Re}\{\mathbf{u}\} \\ \operatorname{Im}\{\mathbf{u}\} \end{bmatrix}_{(v+1)} = \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\{\mathbf{u}\} \\ \operatorname{Im}\{\mathbf{u}\} \end{bmatrix}_{(v)} + \begin{bmatrix} \Delta \operatorname{Re}\{\mathbf{u}\} \\ \Delta \operatorname{Im}\{\mathbf{u}\} \end{bmatrix}_{(v)} \quad (4.16)$$

Mit diesen neuen Knotenspannungen werden wiederum Sollwertabweichungen und Jacobi-Matrix berechnet. Diese Schritte werden solange wiederholt, bis die Sollwertabweichung unterhalb einer vorgegebenen Fehlergrenze liegen, welche bei dem verwendeten Rechenprogramm nach der Summennorm definiert bzw. festgelegt ist.

Abschließend wird aus den Spannungswerten mittels der Gleichungen (4.9) und (4.10) die fehlenden Strom- und Leistungswerte errechnet. Der Vorteil des Newton-Raphson-Verfahrens liegt darin, dass unabhängig von der Netzgröße weniger Iterationen notwendig sind als beim Knotenpunktverfahren; dennoch ist die Simulationsdauer wegen der Arbeitspunktabhängigkeit und damit Neuberechnung der Jacobi-Matrix insgesamt länger.

---

## 4.2 Bewertungskriterien

---

Am Ende einer Lastflussberechnung steht die stationäre Strom- und Spannungsverteilung in einem Netzwerk aus Knoten und Elementen. Zur Entscheidung über die Qualität der Ergebnisse sind für beide Größen Grenzwerte zu berücksichtigen, die entweder durch die Betriebsmittelhersteller oder durch technische Normen zur Gewährleistung der Versorgungsqualität für die Verbraucher vorgegeben sind. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um die Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel sowie das Spannungsband an den Netzanschlusspunkten. Doch auch nicht-technische Richtlinien und Gesetze spielen eine Rolle.

---

### 4.2.1 Belastung der Betriebsmittel

---

Die Belastung eines elektrischen Leiters mit einem Laststrom verursacht auf Grund des ohmschen Widerstandes eine Verlustleistung, welche in Form von Wärme an die Umgebung abgegeben wird. Somit bestimmen die Materialeigenschaften und Maße vornehmlich von Leiter und Isolierung bzw. die bauart- oder installationsbedingten Möglichkeiten der Wärmeabfuhr den maximalen thermisch zulässigen Belastungsstrom. Dieser erhöht sich für einen größeren Leiterquerschnitt, da sich der ohmsche Widerstand indirekt proportional dazu verringert. Abgesehen von Sicherheitsrisiken führt eine Überschreitung der zulässigen Temperatur, zumindest ab einer gewissen Größe und Dauer, zu einer schnelleren Alterung.



---

Freileitungen bestehen im Wesentlichen aus Masten und Leiterseilen, was vorteilhaft für die Wärmeabgabe ist. Die Dauerstrombelastbarkeit einer Freileitung bestimmt sich daher nach definierten Umgebungsbedingungen sowie der maximalen Seiltemperatur. Letztere ist einzuhalten, um die Seilfestigkeit und den maximalen Durchhang wegen Ausdehnung zu gewährleisten. Diese beträgt üblicherweise 80 °C, was auch den Betriebsmitteldaten der vorgegebenen MS- und NS-Freileitungen entspricht. Insofern werden die Grenzwerte für die Strombelastbarkeit von Freileitungen für die Simulation zu 100 % übernommen (vgl. Tabelle 4.1).

Im Verteilungsnetz sind Kabel in der Regel ohne besondere Bauwerke direkt in der Erde verlegt, weshalb die Wärmeabfuhr nur sehr eingeschränkt beeinflussbar ist. Darüber hinaus ist die Isolierung besonders empfindlich gegenüber übermäßiger Erwärmung. Für MS- und NS-Kabel sind daher in [13] Normalbedingungen für die Last, für die Anordnung sowie für den Wärmewiderstand des Erdbodens definiert. In Ermangelung einer detaillierten Kenntnis der letzten beiden Parameter werden diese als für alle Kabel einheitlich entsprechend der Normalbedingungen angenommen. Die Lastsituation hingegen erfordert eine genauere Betrachtung, da bei Dauerlast (Belastungsgrad  $m = 1$ ) die Strombelastbarkeit auf 75 % des Wertes bei EVU-Last reduziert werden müsste. Die Normalbedingungen gehen von einer sog. EVU-Last aus, welche dann vorliegt, wenn längstens zehn Stunden ununterbrochen Volllast herrschen, und im Anschluss genauso lang höchstens 60 % der Volllast. Geht man allerdings davon aus, dass in den hier untersuchten Szenarien die maximale Last bei Rückspeisung in die überlagerten Spannungsebenen auftritt, sind die PV-Anlagen maßgebend. Aus den beispielhaften Einspeiseverläufen in Abb. 3.14 ist ersichtlich, dass an Tagen mit maximaler Sonnenscheindauer während einer Periode von zehn Stunden die Einspeisung zwischen 50 % und 100 % schwankt, so dass auch die Bedingung für EVU-Last als erfüllt angenommen werden kann. Somit kann der Kabelbelastungsstrom aus den Betriebsmitteldaten für die Lastflussberechnungen beibehalten werden, auch wenn gemäß der „Technischen Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ des BDEW [30] bei Erzeugungsanlagen generell mit Dauerlast zu rechnen ist.

In der Netzplanung spielt für die Dimensionierung von Ortsnetztransformatoren ebenfalls die strombedingte Erwärmung die Hauptrolle. So geht die angegebene Bemessungsscheinleistung dieses Betriebsmittels auf den zulässigen Strom bei Bemessungsspannung zurück. Grundsätzlich ist auch hier eine Auslastung von 100 % als Obergrenze anzusetzen. Die Belastung durch Einspeisung aus PV-Anlagen birgt allerdings eine Besonderheit, die auch eine höhere Auslastung erlauben würde. Der Grund dafür liegt darin, dass der Wirkungsgrad von Solarzellen mit steigender Temperatur abnimmt, was zur Folge hat, dass bei wolkenlosem Wetter im Sommer zwar über den ganzen Tag die gemäß Einstrahlwinkel maximal mögliche Leistung produziert

---

wird, diese Leistung aber auch bei optimalem Einstrahlwinkel bis zu einem Viertel unter der Modulnennleistung (bei Standardtestbedingungen, siehe Unterabschnitt 3.3.1) zurückbleibt. Die Leistungsspitzen treten hingegen bei starkem Wolkenzug in Verbindung mit niedrigen Temperaturen, also typischerweise im Frühling oder Herbst, auf. Unter diesen Umständen sind sie allerdings immer nur von kürzerer Dauer. Diese beiden extremen Einspeiseverläufe wurden bereits in Unterabschnitt 3.3.2 in Abb. 3.14 gegenübergestellt. Auf Grund der relativ großen thermischen Zeitkonstanten wirkt sich dies nicht unmittelbar auf die Temperatur des Transformators aus. In [31] wird unter Verwendung der Umgebungstemperatur sowie des gemessenen Einspeiseverlaufs einer PV-Anlage über ein Jahr mittels eines thermischen Modells des Transformators dessen Öl- und Hot-Spot-Temperatur simuliert. Es zeigt sich im Falle des untersuchten 400-kVA-Transformators, dass bis zu 600 kW PV-Anlagen-Leistung, also einer Überlastung auf 150 % im Falle der Abwesenheit von Verbrauchern, das Temperatur- und auch das Alterungsverhalten in einem unkritischen Bereich verbleiben. Diese Erkenntnis wird bei der Bewertung der Lastflussergebnisse gesondert berücksichtigt, wenngleich grundsätzlich an der Obergrenze von 100 % festgehalten wird.

---

#### 4.2.2 Spannungsband an den Knoten

---

Hinsichtlich der Spannung an den Knoten des Netzes gilt vorrangig die Norm DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ [32]. Darin ist die Frequenz, Höhe, Kurvenform und Symmetrie der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt geregelt, d. h. an der Übergabestelle von öffentlicher Versorgung zum Netznutzer. Die geforderten Grenzen gelten für normale Betriebsbedingungen im Mittel- und Niederspannungsnetz, womit sie den Umfang dieser Arbeit gänzlich abdecken. Die hier untersuchten Spannungsschwankungen, die von einer Änderung der Last- bzw. Erzeugungssituation herrühren, werden gemäß der Norm als langsame Spannungsänderungen bezeichnet. Diese sollten das Band von  $\pm 10 \%$  der vereinbarten Versorgungsspannung  $U_c$  nicht verlassen. Im NS-Netz ist dies stets gleich der Netznennspannung  $U_n$ , im MS-Netz könnte davon abgewichen werden, was hier allerdings nicht getan wird. Die Norm sieht eine wochenweise Überprüfung der Effektivwerte vor. In diesem Zeitraum müssen in der NS-Ebene 95 % aller 10-Minuten-Mittelwerte innerhalb des oben genannten Spannungsbandes liegen, in der MS-Ebene 99 %. Weiterhin darf in der NS-Ebene kein 10-Minuten-Mittelwert außerhalb von  $U_n + 10 \% / - 15 \%$  liegen, in der MS-Ebene nicht außerhalb von  $U_c \pm 15 \%$ . Für die folgenden Untersuchungen soll aber das engere Spannungsband als harte Grenze gelten, so dass nur Spannungsbeträge zwischen 90 % und 110 %  $U_n$  zulässig sind.

---

Zur Umsetzung dieser Norm besteht zum einen die „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz)“ des BDEW, auch genannt Mittelspannungsrichtlinie [30]. Zum anderen existiert seit August 2011 die „Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [20]. Dort ist für die jeweilige Spannungsebene die zulässige Spannungsänderung festgelegt, die im ungestörten Betrieb von allen Erzeugungsanlagen mit NAP im jeweiligen Netz verursacht werden darf. Deren Betrag darf an keinem NAP in diesem Netz die Spannung ohne Erzeugungsanlagen um mehr als einen festgelegten Wert überschreiten; dieser Wert beträgt 2 % im MS-Netz und 3 % im NS-Netz.

$$\Delta u_a \leq 2 \% \text{ (Mittelspannung) bzw.}$$

$$\Delta u_a \leq 3 \% \text{ (Niederspannung).}$$

Diese Forderungen sind auf Grund der vermehrten dezentralen Einspeisung notwendig. Somit soll gewährleistet sein, dass auch bei einem hohen Erzeugungsüberschuss die Spannungserhöhungen innerhalb der vorgegebenen Grenzen bleiben. Diese Richtlinien bilden die Grundlage für die technischen Anschlussbedingungen der VNB, welche für alle Neuanschlüsse an das Verteilungsnetz und Anschlussänderungen gelten. Abgesehen von dem oben erwähnten, als absolut anzusehenden Spannungsband nach DIN EN 50160 soll je nach Szenario und Spannungsebene zusätzlich die relative Spannungserhöhung untersucht werden.

---

#### **4.2.3 Gesetzliche Vorschriften**

---

Neben den technischen Kriterien stellen bei Netzplanung und -betrieb auch Regelungen des Gesetzgebers weitere einzuhaltende Nebenbedingungen dar. Aus dem Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) begründet sich eine allgemeine Anschlusspflicht zur Versorgung von Letztverbrauchern. Diese Pflicht entfällt nur in Ausnahmefällen, wenn dies für den Netzbetreiber aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen werden die Netzanchlusspunkte zu Letztverbrauchern zwar als gegeben angesehen. Dennoch ist das EnWG relevant, da dezentrale Erzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene unter bestimmten Bedingungen an denselben Netzanchlusspunkten einspeisen.

---

Details zum Anschluss von DEA sind im Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) zu finden. Grundsätzlich sind Netzbetreiber gemäß § 5 verpflichtet, DEA am günstigsten Verknüpfungspunkt anzuschließen. Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW ist dies der bestehende Verknüpfungspunkt zur Versorgung des Grundstücks, sofern vorhanden. Weitere Regelungen des EEG betreffen die Möglichkeit zur ggf. ferngesteuerten Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung in das Netz des Versorgungsunternehmens. Darauf wird in einem folgenden Abschnitt im Rahmen der Regelmöglichkeiten genauer eingegangen.

Ähnlich verhält es sich mit der Blindleistungsregelung, welche ebenfalls in der VDE AR N 4105 gefordert wird. Im Gegensatz zur erlaubten Spannungsanhebung zur Einhaltung des Spannungsbandes steht hierbei die Blindleistung an sich nicht im Vordergrund. Es geht vielmehr darum, mittels Blindleistungsvorgaben Spannungsprobleme am Ort des Entstehens zu verringern und somit weniger Netzverstärkungsmaßnahmen durchführen zu müssen. Dies wird ebenfalls als Regelmöglichkeit detaillierter ausgeführt.

---

### **4.3 Simulationen im bestehenden Netz**

---

Die Simulationen im bestehenden Netz zeigen die Ergebnisse der konventionellen Ausgangslage, d.h. die Szenarien 0 und 1 gemäß Abschnitt 3.4. Vorher wird die praktische Vorgehensweise erläutert und es werden die gewählten Auswertegraphiken zur Darstellung der Ergebnisse vorgestellt, welche auch im darauffolgenden Abschnitt verwendet werden.

---

#### **4.3.1 Vorgehensweise**

---

Die eigentliche Lastflussberechnung, d.h. die iterative Lösung der Zustandsgleichungen, erfolgt mit dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN. Auf Grund der Größe der Netze, womit die Anzahl an Knoten und Leitungen und nicht die längenmäßige Ausdehnung gemeint ist, und der Anzahl der verschiedenen Einspeiseverläufe, ist sowohl bei der Aufbereitung der Eingangsdaten also auch bei der Auswertung der Ergebnisse eine systematische und reproduzierbare Vorgehensweise notwendig. Hierzu wird, wie schon zur Clusterbildung der NS-Netze im Unterabschnitt 3.1.2, die Software R eingesetzt. Die Aufbereitung der Eingangsdaten ist bereits im Unterabschnitt 3.3.2 ausführlich beschrieben.

Die Auswertungen basieren auf quasistatischen Lastflusssimulationen (Lastflussberechnung mit Profil), wonach nacheinander mehrere Lastflussrechnungen mit neuen Eingangsdaten ausgeführt werden. Im Gegensatz zur dynamischen Berechnung gibt es keine Rückkopplung der Ergebnisse des vorigen Schrittes auf die Eingangsdaten des nachfolgenden Schrittes. Letztere sind vielmehr von Anfang an über eine Profildatei vorgegeben. Bei einer Simulationsdauer von zwei Jahren und einer zeitlichen Auflösung von fünf Minuten ergibt sich dadurch eine Zeitreihe aus 200.000 Einzelwerten. Die Ergebnisdaten der Lastflussberechnung mit Profil werden vom Programm in eine Textdatei geschrieben. Da die simulierte Zeitdauer aufgrund der Datenmenge und der Simulationszeit in acht Zeitblöcke aufgeteilt ist, sind für die Simulation eines Szenarios acht Durchläufe pro MS-Netzgebiet notwendig. Das Ersatzschaltbild für ein solches MS-Netzgebiet ist in Abb. 4.3 dargestellt.

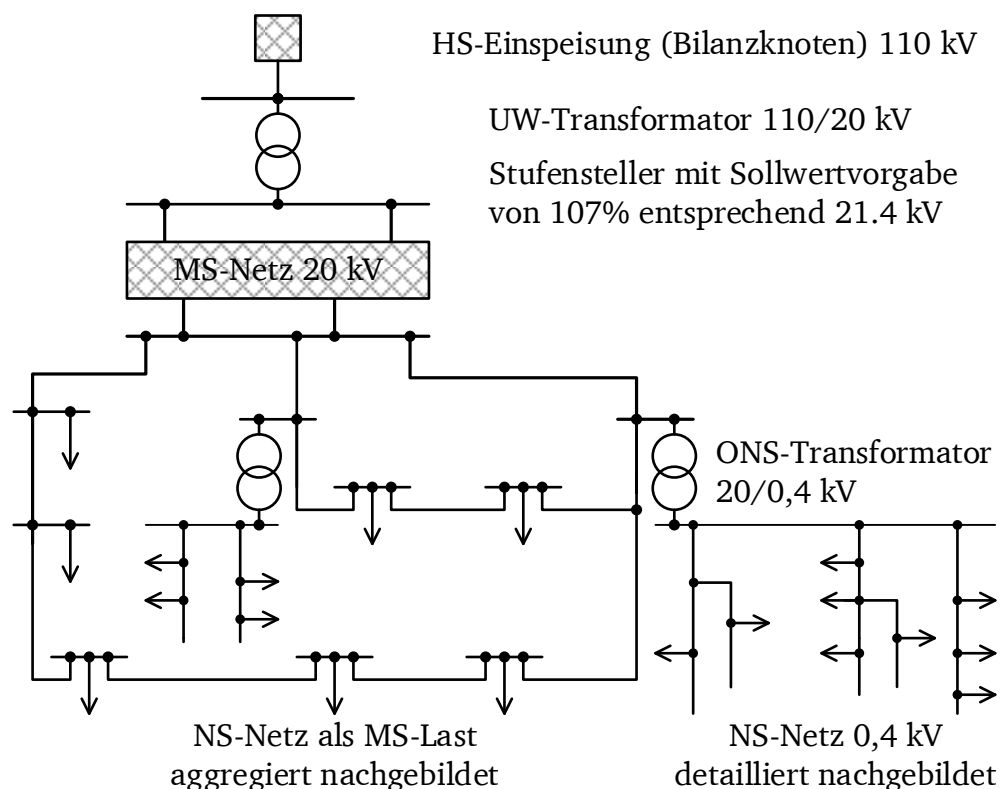


Abb. 4.3: Ersatzschaltbild eines MS-Netzgebietes

Die Hochspannungseinspeisung ist in beiden MS-Netzgebieten dieselbe. Im MS-Netzgebiet Land befinden sich sieben, im MS-Netzgebiet Mittelstadt fünf der zwölf repräsentativen, detailliert nachgebildeten NS-Netze. Die übrigen NS-Netze sind aggregiert als MS-Last nachgebildet.

Der erste Schritt der Ergebnisaufbereitung besteht daher in einer Umgruppierung der Exportdateien der Lastflussberechnung. Dazu werden die acht Dateien in R eingelesen, dort strukturiert und nach folgenden Kategorien getrennt wieder abgespeichert:

- Knotenspannung
- Transformatorauslastung und (sofern relevant) Transformatorstufe
- Leitungsauslastung
- Netzverluste

Dies erfolgt parallel (bzw. tatsächlich nacheinander) für die beiden MS-Netzgebiete.

Im zweiten Schritt werden die jeweiligen Kategorien aus den beiden MS-Netzgebieten fusioniert, so dass am Ende die Simulationsergebnisse aller zwölf repräsentativen NS-Netze über den gesamten Zeitraum in der gleichen Tabelle abgelegt sind.

Dies erlaubt nun in einem dritten Schritt vergleichende Auswertegraphiken innerhalb der oben genannten Kategorien zu erstellen. Eine Besonderheit gibt es bei der Knotenspannung. Da hierbei gemäß der Bewertungskriterien (siehe Unterabschnitt 4.2.2) die Differenz zum Ausgangsszenario ( $\Delta u_a$ ) von Interesse ist, wird diese Spannungsanhebung für alle Knoten berechnet und zusätzlich zur absoluten Knotenspannung ausgegeben. Zur Darstellung der Ergebnisse werden „Boxplots“ verwendet; diese geben Aufschluss über die Häufigkeitsverteilung der Einzelwerte. In Abb. 4.4 ist ein solcher Boxplot beispielhaft für die Transformatorauslastung eines Netzes gezeigt und beschriftet.

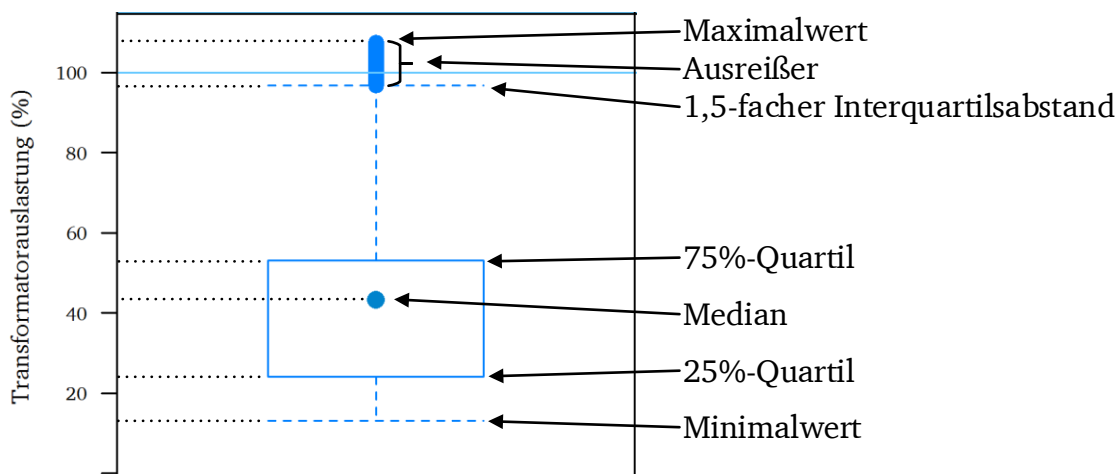


Abb. 4.4: Beispielhafter Boxplot

Die Box ist so groß gezeichnet, dass die mittlere Hälfte der Werte, also diejenigen zwischen dem 25 %- und dem 75 %-Quartil, sich darin befinden. Der Median ist außerdem durch einen Punkt hervorgehoben. Die sogenannten Antennen erfassen den Minimal- bzw. Maximalwert. Liegt dieser jedoch außerhalb der eineinhalbfachen Ausdehnung der Box, endet die Antenne

bei dem Wert, der noch innerhalb dieser Grenze liegt und die außerhalb liegenden Ausreißer werden einzeln gekennzeichnet.

In einem vierten Schritt werden für die Spannungsanhebungen als sogenannte Heatmap dargestellt. In Abb. 4.5 ist eine beispielhafte Heatmap für ein NS-Netz über die Dauer eines Tages gezeigt.

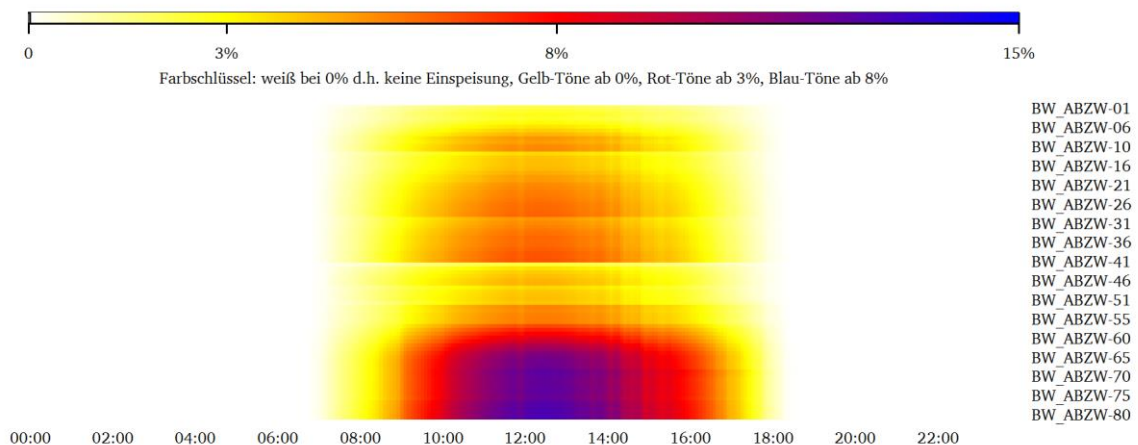


Abb. 4.5: Beispielhafte Heatmap

Eine Heatmap ist ein zweidimensionales Raster, welches mit unterschiedlichen Farben gefüllt ist. Die erste Dimension ist die simulierte Zeit in Fünf-Minuten-Schritten. Die zweite Dimension sind die Knoten, d.h. die Abzweige vor den jeweiligen Kundenanschlüssen. Die Nummern folgen entlang der Leitungen beginnend an der ONS. Allerdings haben Strahlennetze bedingt durch ihre Topologie mehrere Endknoten, so dass aufeinanderfolgende Nummer nicht immer benachbarte Knoten bedeuten. Der Wert der Spannungsanhebung in Prozent ist farbcodiert:

- $\Delta u = 0$ : weiß
- $0 < \Delta u \leq 3$ : Gelb-Töne
- $3 < \Delta u \leq 8$ : Rot-Töne
- $\Delta u > 8$ : Blau-Töne

Somit bedeuten die Gelb-Töne den zulässigen Bereich gemäß konventioneller Kriterien. In gewissen Konstellationen, welche im Abschnitt 4.4 vorgestellt werden, wird der Bereich der Rot-Töne auch noch zugelassen. Die Blau-Töne sind demnach in jedem Fall unzulässig.

---

### 4.3.2 Konventionelle Ausgangslage

---

Der Bau und Betrieb von elektrischen Verteilungsnetzen ist in erster Linie eine technische Anforderung zur Erfüllung des Versorgungsauftrags nach §1 EnWG. Im Zuge der Entflechtung der ehemals vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen besteht die gesetzliche Forderung, die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherzustellen [33], was zum Entstehen von rechtlich unabhängigen VNB geführt hat.

Diese organisatorische Neuordnung ändert aber nichts daran, dass Netzausbau seit Jahrzehnten Teil des Tagesgeschäfts eines VNB's ist. Sofern es sich nicht um Ersatzinvestitionen handelt, war dieser lange Zeit ausschließlich lastgetrieben. In jüngster Vergangenheit mehrt sich allerdings der Bedarf an erzeugungsbedingtem Netzausbau, wie in Abschnitt 2.2 dargelegt wurde. Das Adjektiv ‚konventionell‘ soll aus diesem Grund für alle diejenigen Technologien stehen, welche bereits mehrere Jahre angewendet werden und in der Regel auch in den Planungsgrundsätzen der Netzbetreiber festgehalten sind. Dies bedeutet im Wesentlichen die Verlegung größerer oder zusätzlicher Leitungen entweder in bestehender Trasse oder zur Schaffung von neuen Querverbindungen, die Ertüchtigung bestehender Stationen mit größeren oder zusätzlichen Transformatoren oder in letzter Konsequenz die Errichtung zusätzlicher Ortsnetzstationen. Allen Maßnahmen ist gemeinsam, dass es sich in erster Linie um Netzverstärkungen, d.h. eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit, handelt. Gleichzeitig wird dadurch die Netzimpedanz reduziert, so dass sich der Spannungsfall ebenfalls verringert.

Die bloße Richtung des Lastflusses spielt dabei keine Rolle. Vielmehr ist entscheidend, ob die Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel oder das Spannungsband den kritischeren Grenzwert darstellen. Im Falle von Stromproblemen führt in der Regel an einer Netzverstärkung kein Weg vorbei. Am einfachsten ist ein Transformator ausgetauscht, während zusätzliche Leitungen oder solche mit höheren Querschnitten meist aufwendigere Baumaßnahmen erfordern. Ist dies unmöglich oder unwirtschaftlich, bleibt nur eine Begrenzung der eingespeisten Wirkleistung. Dies kann im einfachsten Fall dauerhaft, andernfalls temporär erfolgen. Die überschüssige Energie kann entweder abgeregelt, z.B. in Form von Wärme vernichtet, oder in Batterien zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt eingespeist werden. Mit Ausnahme der dauerhaften Abregelung müssen entsprechende Mess- und Steuermöglichkeiten im Netz vorhanden sein. Spannungsprobleme lassen sich prinzipiell ebenfalls durch Netzverstärkungen beheben. Allerdings gibt es in diesem Fall weitere Alternativen, die ohne eine Verringerung der Einspeiseleistung auskommen. Die Spannung kann direkt durch bestimmte Betriebsmittel wie regelbare



Transformatoren oder indirekt über die Blindleistungsregelung vorzugsweise am Wechselrichter beeinflusst werden. Beidem sind aber ebenfalls betriebliche Grenzen gesetzt. Am weitreichendsten sind auch hier Netzverstärkungen. Aber es stellt sich die Frage, ob das Netz stets für die Maximallast zu dimensionieren ist oder ob Lastspitzen erkannt und anderweitig beherrscht werden sollen. Dies ist umso relevanter bei spannungsbedingten Baumaßnahmen, je mehr Reserven bei der Betriebsmittelauslastung vorhanden sind.

Für die zwei untersuchten Netzgebiete Land und Mittelstadt (siehe Unterabschnitt 3.1.1) wird zunächst ermittelt, ab welchem Durchdringungsgrad an dezentralen Erzeugungseinheiten welche Grenzwerte verletzt werden und wie groß die Reserven bei den anderen Grenzwerten sind. Weiterhin wird dies für einen angenommenen Maximalausbau, d.h., einen Durchdringungsgrad von 1, angegeben.

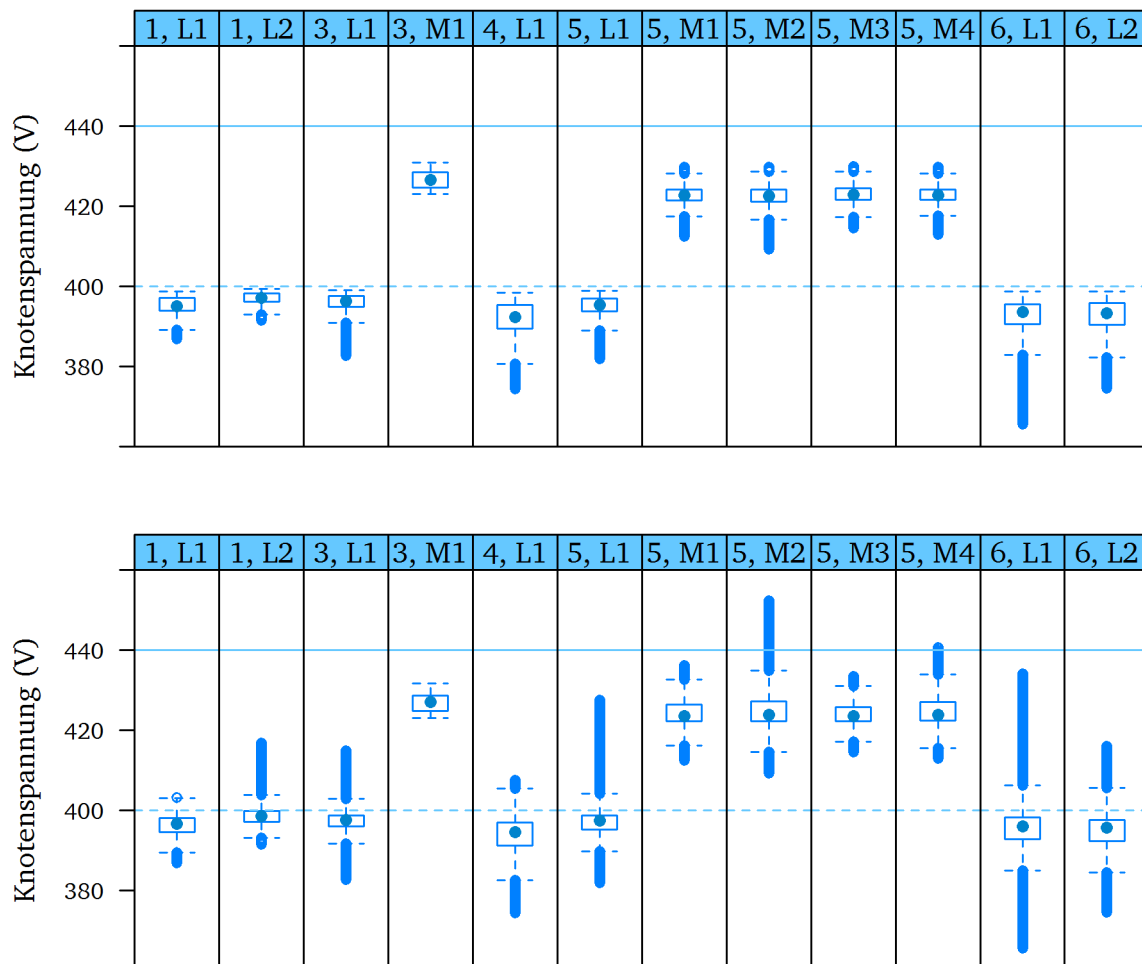


Abb. 4.6: Knotenspannungen der zwölf repräsentativen NS-Netze ohne (Szenario 0, oben) und mit maximaler (Szenario1, unten) PV-Einspeisung

---

In Abb. 4.6 sind die Spannungen an den Niederspannungsknoten, d.h. an den Abzweigen zu den Hausanschlüssen, der zwölf repräsentativen Netze in Form von Boxplots dargestellt. Allgemein fällt auf, dass der Einfluss der Mittelspannungsgebiete (L für Land und M für Mittelstadt) maßgeblich für die absolute Spannungshöhe ist. Die beiden MS-Netzgebiete werden von demselben UW versorgt, sie unterscheiden sich aber deutlich durch ihre räumliche Ausdehnung. Dies hat zur Folge, dass die unterlagerten Ortsnetze über mitunter deutlich unterschiedlich lange MS-Leitungswege versorgt werden. Für die direkte Vergleichbarkeit erschwerend kommt hinzu, dass die ausgewählten NS-Netze des ländlichen Gebiets überdurchschnittlich weit von dem speisenden UW entfernt sind.

Da in der vorliegenden Arbeit die These vertreten wird, dass spätestens bei einer stärkeren Präsenz von DEA die NS-Netze nicht mehr ohne Rückwirkungen aus den überlagerten Netzebenen betrachtet werden sollten, werden die Simulation stets für das gesamte MS-Netzgebiet ausgeführt. Eine Konsequenz daraus ist, dass die MS-Netzlänge einen Einfluss auf das mögliche Spannungsband an der Ortsnetzstation hat. Als Bilanzknoten für die Simulation fungiert eine Netzeinspeisung oberspannungsseitig des HS/MS-Transformators, welcher mit Stufensteller nachgebildet ist. Der unterspannungsseitige Sollwert wird für beide Transformatoren jeweils auf 107 %, d.h. 21,4 kV festgelegt (siehe auch Abb. 4.3).

Der Spannungsfall über dem MS-Netz bis zu den betrachteten NS-Netzen beträgt im Lastfall im Gebiet Mittelstadt nur etwa ein Prozent, im Gebiet Land etwa acht Prozent. Dies erklärt die unterschiedliche Lage der Häufigkeitsverteilung bei den absoluten Spannungswerten.

- Im Szenario 0 (ohne Einspeisung; oberes Bild von Abb. 4.6) sind praktisch nur Ausreißer nach unten zu erkennen.
- Im Szenario 1 (mit maximaler Einspeisung; unteres Bild von Abb. 4.6) ist erkennbar, dass bis auf wenige Ausnahmen die Ausreißer nach oben dominieren. In einigen Fällen werden die zulässigen 440 V übertroffen, was aber mit einer Anpassung der Anzapfung am Ortsnetztransformator korrigiert werden kann. Diese Maßnahme wäre allerdings dauerhaft, weil sie bei konventionellen Ortsnetztransformatoren nur ohne Last möglich ist. Andererseits werden bei maximaler PV-Einspeisung auch ohne Verletzung des starren Spannungsbandes Situationen erreicht, die in der konservativen Praxis eine Netzverstärkung erforderten, nämlich dann, wenn die zulässige Spannungsanhebung gemäß [20] übertroffen wird.

Zum Vergleich der verschiedenen Szenarien ist aber ohnehin die verursachte Spannungsänderung, im Einspeisefall eine Spannungsanhebung, aussagekräftiger. Dafür wird jeweils die Differenz der Spannung aus dem vorgestellten Szenario (an dieser Stelle Szenario 1 mit maximaler Einspeisung) und der Spannung des Szenarios 0 (ohne Einspeisung) für jeden Simulationszeitpunkt ermittelt und in Prozent angegeben. Dies ist in Abb. 4.7 dargestellt.

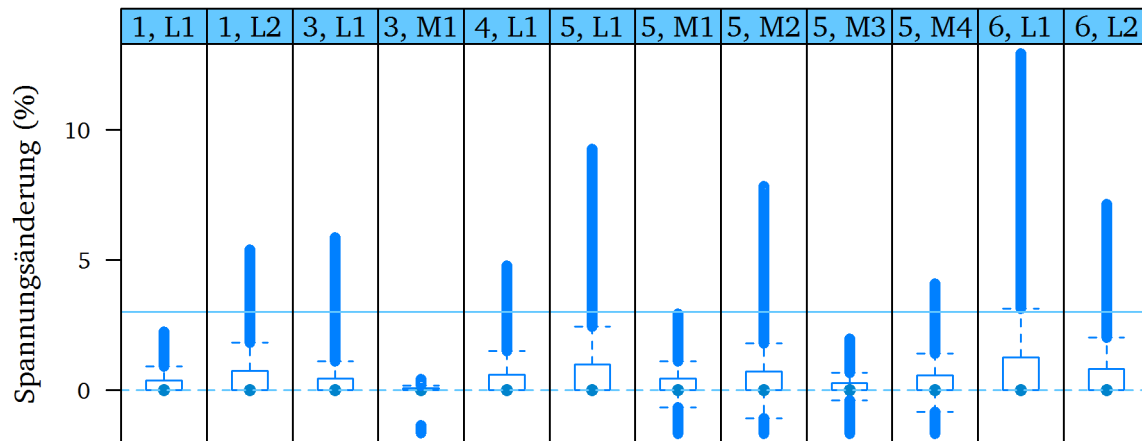


Abb. 4.7: Differenz der Knotenspannungen der zwölf repräsentativen NS-Netze in Prozent zwischen maximaler (Szenario 1) und ohne (Szenario 0) PV-Einspeisung

Es fällt auf, dass in wenigen Fällen eine negative Spannungsänderung ausgegeben wird, obwohl es sich in allen Szenarien um Einspeisung handelt. Die Ursache für dieses Phänomen befindet sich auf der MS-Ebene und rührt daher, dass die Spannungsänderung zwischen zwei Szenarien immer zu paarweise gleichen Zeitpunkten berechnet wird. Die fünf NS-Netze des Gebiets Mittelstadt haben einen größeren Einfluss auf das speisende MS-Netz als dies bei den sieben NS-Netzen im Gebiet Land der Fall ist. Dies führt dazu, dass die vorgegebenen Einspeise- und Lastprofile in zwei verglichenen Szenarien den Stufenwechsel am HS/MS-Transformator um einen Zeitschritt versetzt auslösen. Kommt beispielsweise ein Sprung nach oben im Vergleichsszenario früher, wird für einen Zeitschritt die Spannungs Differenz zwischen den Szenarien negativ ausgegeben. Dies betrifft weniger als ein Promille der Simulationszeitpunkte und darüber hinaus nur die fünf NS-Netze des Gebiets Mittelstadt. Daher ist der Verlust an Aussagekraft insgesamt zu vernachlässigen.

Neben der Spannung an den Leitungsenden ist der Ortsnetztransformator von einer starken Einspeisung betroffen. In Abb. 4.8 ist dessen Auslastung in den zwölf repräsentativen NS-Netzen dargestellt.

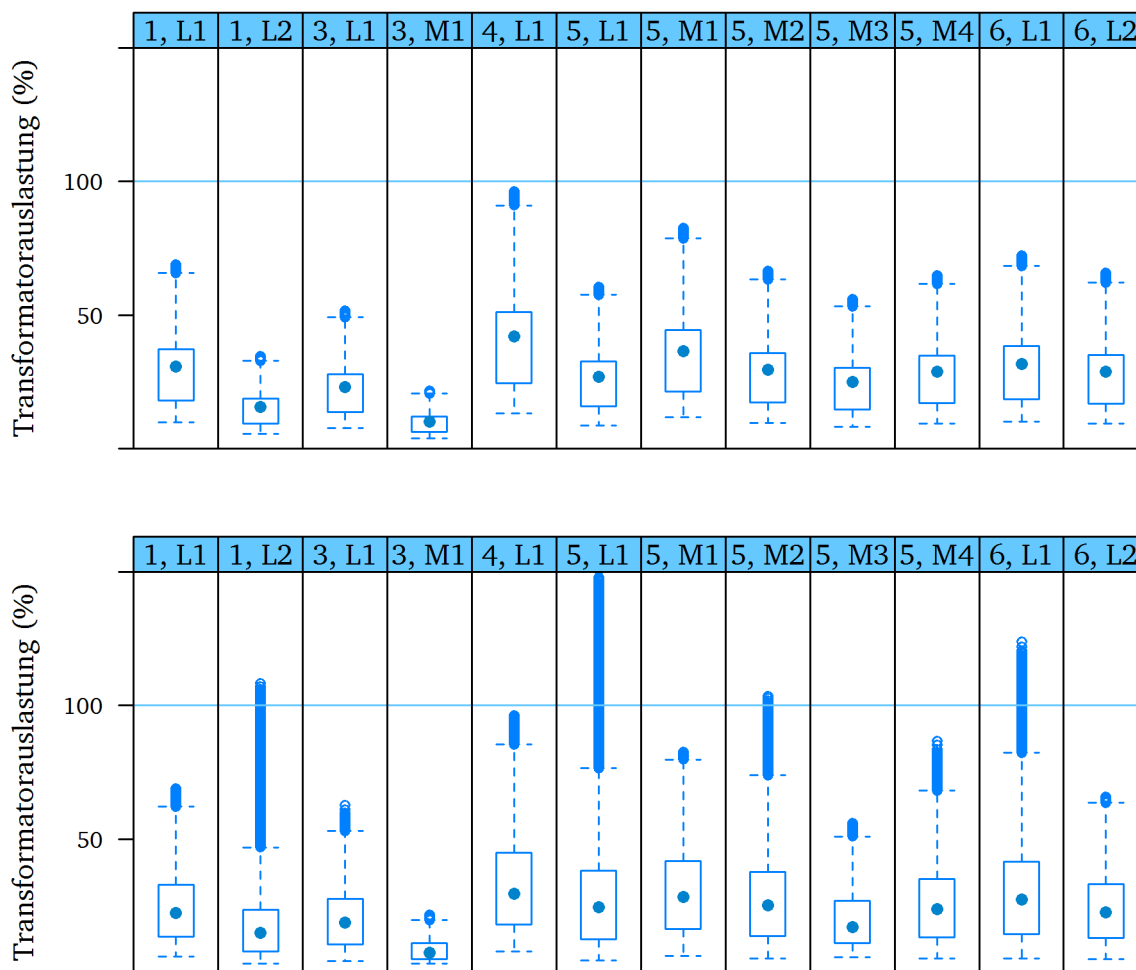


Abb. 4.8: Transformatorauslastung in den zwölf repräsentativen NS-Netzen ohne (Szenario 0, oben) und mit maximaler (Szenario 1, unten) PV-Einspeisung

Durchweg sind auch hier höhere Maximalwerte beim Szenario 1 zu beobachten. Da die Lastsituation in beiden Fällen identisch ist, sind diese hohen Auslastungen auf Lastflussumkehr durch Einspeiseüberschuss zurückzuführen. Dabei kommt es in einem Drittel der Fälle zu einer Überschreitung der Bemessungsleistung. Wie in Unterabschnitt 4.2.1 erwähnt, ist eine kurzfristige Überlastung bis zu 150 % unter gewissen Bedingungen tolerierbar. Es müsste im Einzelfall die jeweilige Dauer der Überlast untersucht werden.

Weniger problematisch verhält es sich bei den Leitungen. Dazu sind in Abb. 4.9 wieder für jeden Zeitpunkt die Leitungsströme der Simulation bezogen auf den Bemessungsstrom dargestellt. Es ist eine deutliche Zunahme zu erkennen, jedoch wird in keinem Fall die maximale Belastung auch nur durch einen Ausreißer verletzt. Deswegen werden im Folgenden die Leitungen nicht weiter thematisiert und stattdessen der Fokus auf die Spannungshaltung und die Transformatorauslastung gelegt.

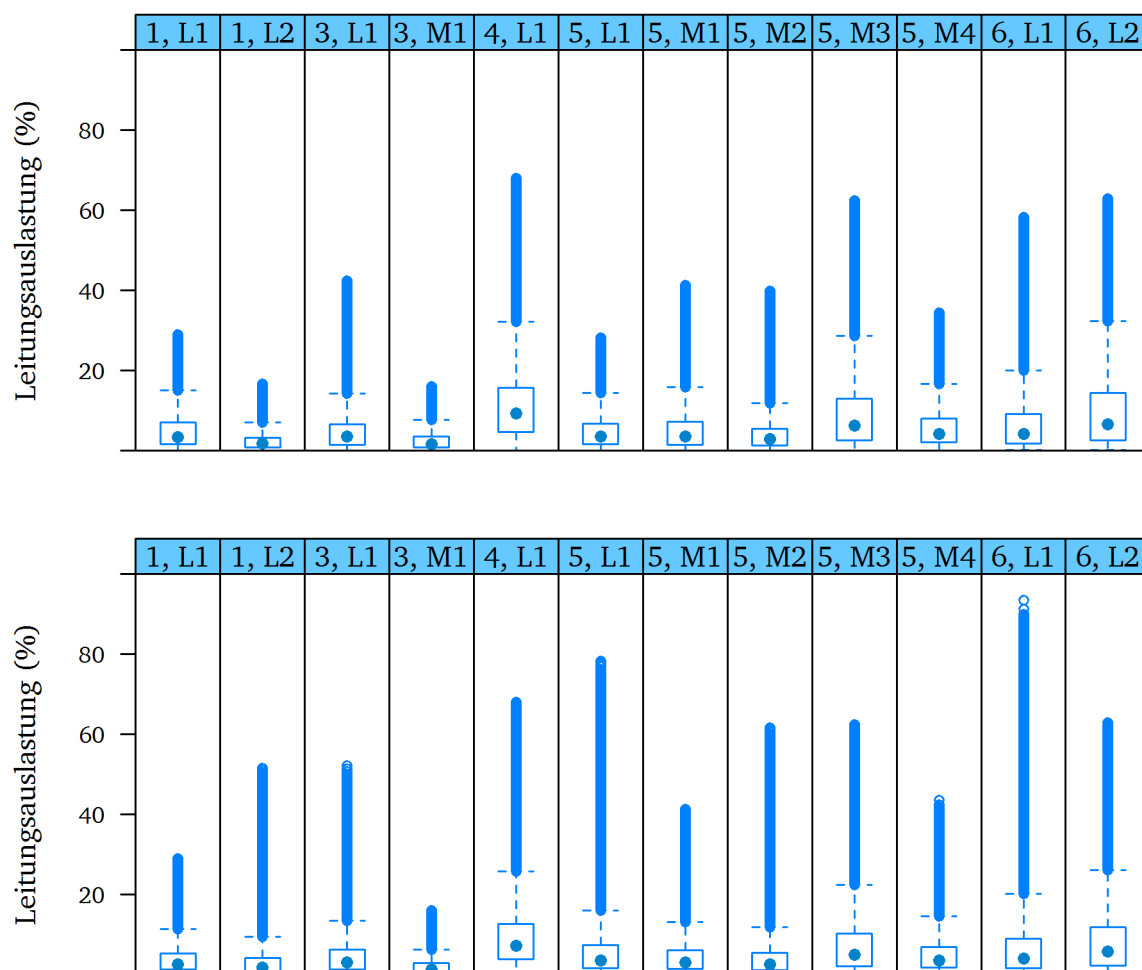


Abb. 4.9: Leitungsauslastung in den zwölf repräsentativen NS-Netzen ohne (Szenario 0, oben) und mit maximaler (Szenario 1, unten) PV-Einspeisung

Diese anscheinend großen Reserven bei der Stromtragfähigkeit der Leitungen haben vor allem zwei Ursachen. Einerseits wird bei Kabeln von einer Lebensdauer von 40 Jahren ausgegangen und sie werden auch nicht zwangsläufig unmittelbar danach ausgetauscht, sofern es nicht zu Ausfällen kommt. Es werden also die zukünftigen Belastungen über Jahrzehnte prognostiziert und es wird dementsprechend eine hohe Sicherheitsmarge vorgesehen. Weiterhin ist vor allem die Verlegung im Vergleich zum reinen Materialwert kostenintensiv, so dass die Einsparungen relativ gering sind, wenn jeder Abschnitt möglichst nahe am errechneten Mindestquerschnitt auslegt wird. Sowohl bei der Planung als auch bei der Lagerhaltung ist von Interesse, möglichst viel zu standardisieren und daher nur eine geringe Anzahl an Leitungstypen zuzulassen. Ein anderer Aspekt betrifft die Schutzeinstellungen. Es muss gewährleistet sein, dass der Kurzschlussstrom an den Hausanschlüssen groß genug ist, damit Sicherungen gemäß ihrer Kennlinie auslösen können. Deswegen bestimmt nicht nur die erforderliche Stromtragfähigkeit, sondern auch die resultierende Netzimpedanz, welcher Leitungstyp auf einer Strecke eingesetzt wird.

In Tabelle 4.3 sind für die zwölf ausgewählten NS-Netze der Cluster-Analyse (siehe Unterabschnitt 3.1.2) jeweils die Höchstwerte für Spannungsanhebung, Leitungsauslastung und Trafoauslastung im Falle dieses Maximalausbaus (Szenario 1) aufgelistet.

Tabelle 4.3: Spannungsanhebung und Betriebsmittelauslastung bei Durchdringungsgrad 1 (Szenario 1) und Ermittlung des maximalen Durchdringungsgrades

	Werte bei Durchdringungsgrad 1 (Maximalausbau, Szenario 1)			Durchdringungsgrad bei Einhaltung der Grenzwerte	
	Spannungs- anhebung	ON-Trafo Auslastung	Leitungen Auslastung	Spannungs- anhebung 3 %	ON-Trafo Aus- lastung 100 %
Cluster 1, L1	2,24 %	69,0 %	28,9 %	1,38	nicht sinnvoll
Cluster 1, L2	<b>5,40 %</b>	<b>108,3 %</b>	51,5 %	0,54	0,93
Cluster 3, L1	<b>5,86 %</b>	62,8 %	52,2 %	0,51	1,47
Cluster 3, M1	0,41 %	21,7 %	16,1 %	nicht sinnvoll	nicht sinnvoll
Cluster 4, L1	<b>4,79 %</b>	96,2 %	68,0 %	0,63	nicht sinnvoll
Cluster 5, L1	<b>9,25 %</b>	<b>151,6 %</b>	78,2 %	0,30	0,96
Cluster 5, M1	2,92 %	82,5 %	41,2 %	nicht sinnvoll	nicht sinnvoll
Cluster 5, M2	<b>7,83 %</b>	<b>103,4 %</b>	61,5 %	0,34	0,97
Cluster 5, M3	1,96 %	55,8 %	62,3 %	1,48	nicht sinnvoll
Cluster 5, M4	<b>4,07 %</b>	86,5 %	43,6 %	0,68	1,12
Cluster 6, L1	<b>12,92 %</b>	<b>123,9 %</b>	93,5 %	0,22	0,83
Cluster 6, L2	<b>7,14 %</b>	65,7 %	62,9 %	0,42	nicht sinnvoll

Grenzwertverletzungen sind fett gekennzeichnet. In zwei Dritteln der NS-Netze wird die zulässige Spannungsanhebung von drei Prozent übertroffen. In einem Drittel der NS-Netze ist der Ortsnetztransformator überlastet (Auslastung größer als 100 Prozent). Leitungen sind nicht überlastet. Hinsichtlich der Spannungsanhebung sind insbesondere die NS-Netze der Cluster 5 und 6 aus dem Gebiet Land kritisch. Sie zeichnen sich insbesondere durch folgende Merkmale gemäß der Klassifizierung in Unterabschnitt 3.1.2 aus:

1. Cluster 6, L1: geringer Kabelanteil von nur 60 %, über 600 Meter Leitungslänge pro Abgang vorwiegend strahlenförmig
2. Cluster 5, L1: geringe Netzbelastung in der Ausgangslage. Dadurch steht der verursachenden Leistungsflussumkehr weniger Last entgegen.
3. Cluster 6, L2: geringer Kabelanteil von nur 60 %, über 500 Meter Leitungslänge pro Abgang

---

Hinsichtlich der Auslastung der Transformatoren sind ebenfalls überwiegend NS-Netze aus dem Gebiet Land, aus den Clustern 1, 5 und 6 besonders kritisch. Dafür sind vornehmlich die folgenden Merkmale ursächlich:

1. Cluster 5, L1: über 2500 Meter Leitungslänge bei nur durchschnittlicher Transformatorleistung von 400 kVA
2. Cluster 6, L1: über 4000 Meter Leitungslänge bei nur durchschnittlicher Transformatorleistung von 400 kVA
3. Cluster 1, L2: über 1500 Meter Leitungslänge bei geringer Transformatorleistung von 250 kVA.

Im Fall von Grenzwertverletzungen wird der Durchdringungsgrad so weit reduziert, bis diese behoben sind. Das Skalieren des Durchdringungsgrades von 1 abwärts erfolgt linear, d.h., die Einspeisung aller PV-Anlagen in dem gesamten Gebiet wird mit einem Skalierungsfaktor gewichtet. Dazu wird zunächst der Zeitpunkt ermittelt, zu dem der maximale Wert aufgetreten ist, um nur für diesen eine statische Lastflussrechnung durchzuführen. Der Wert des Durchdringungsgrads (als Faktor bezogen auf den Maximalausbau, d.h. Durchdringungsgrad von 1), für den der entsprechende Grenzwert eingehalten wird, ist in den letzten Spalten angegeben. Wo für Durchdringungsgrade von 1 keine Grenzwertverletzungen auftreten, wird aufwärts skaliert, bis der jeweilige Grenzwert erreicht ist. In diesem Fall ist ein Wert größer als 1 in den letzten Spalten angegeben. Wenn die Reserve allerdings zu groß ist, so dass ein unrealistisch hoher Skalierungsfaktor andere Grenzwerte verletzen würde bzw. wenn die maximale Auslastung nicht zu Zeiten von Rückspeisung auftritt, wird dies als nicht sinnvoll erachtet.

Die Verteilung der Spannungen kann noch genauer untersucht werden, insbesondere bezüglich einiger Kriterien zur Klassifizierung der NS-Netze. In Abb. 4.6 und Abb. 4.7 ist erkennbar, dass die Häufigkeitsverteilung der Spannungswerte bei Strahlennetzen eine breitere Streuung aufweist als Ring- und Maschennetze. Dies ist bereits beim Szenario 0 (ohne dezentrale Einspeisung) der Fall und wird im Fall von maximaler Einspeisung ohne zusätzliche Maßnahmen (Szenario 1) noch verstärkt. Im Folgenden werden für ausgewählte NS-Netze die Spannungsanhebungen in Heatmaps dargestellt. Dazu wird jeweils derjenige Tag gezeigt, an dem der Maximalwert auftritt. In zwei von drei ausgewählten Fällen ist dies allerdings derselbe Tag im Frühling.

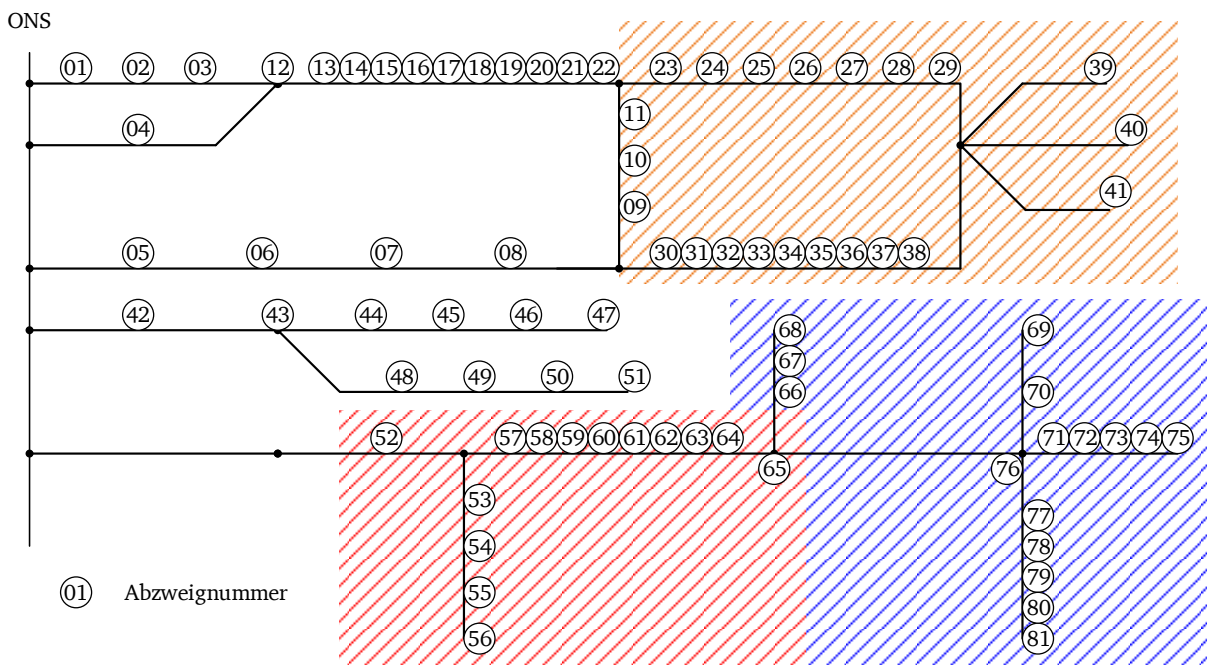
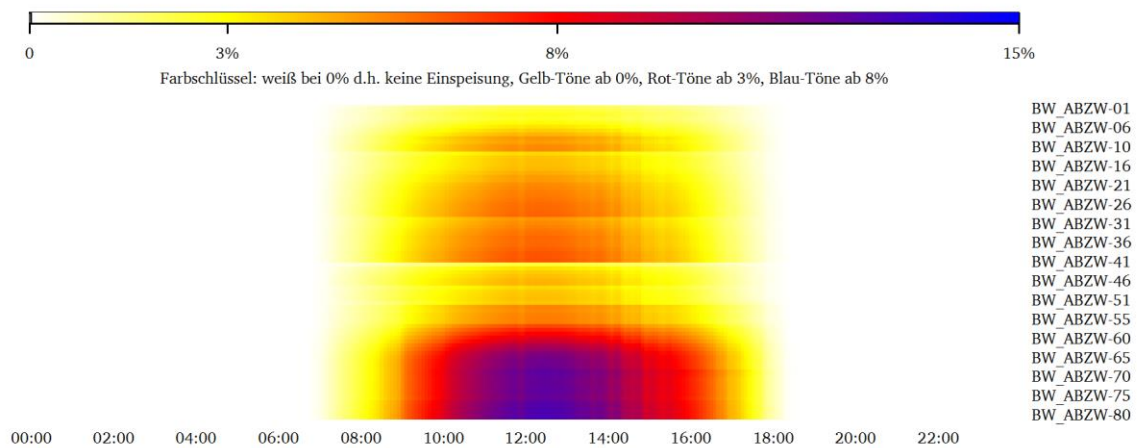


Abb. 4.10: Heatmap der Spannungsanhebungen für Szenario 1 (maximale PV-Einspeisung) und Topologie von Netz „6, L1“

In Abb. 4.10 ist die Heatmap sowie eine vereinfachte Topologie des NS-Netzes „6, L1“ gezeigt. Die Nummerierung der Abzweige von 01 bis 81 ist in der Heatmap fortlaufend von oben nach unten. Der für Spannungsanhebung kritischste Bereich ist in der Topologie in der farblichen Abstufung der Heatmap markiert. Dies ist vor allem der Netzteil, der aus strahlenförmigen Freileitungen besteht.



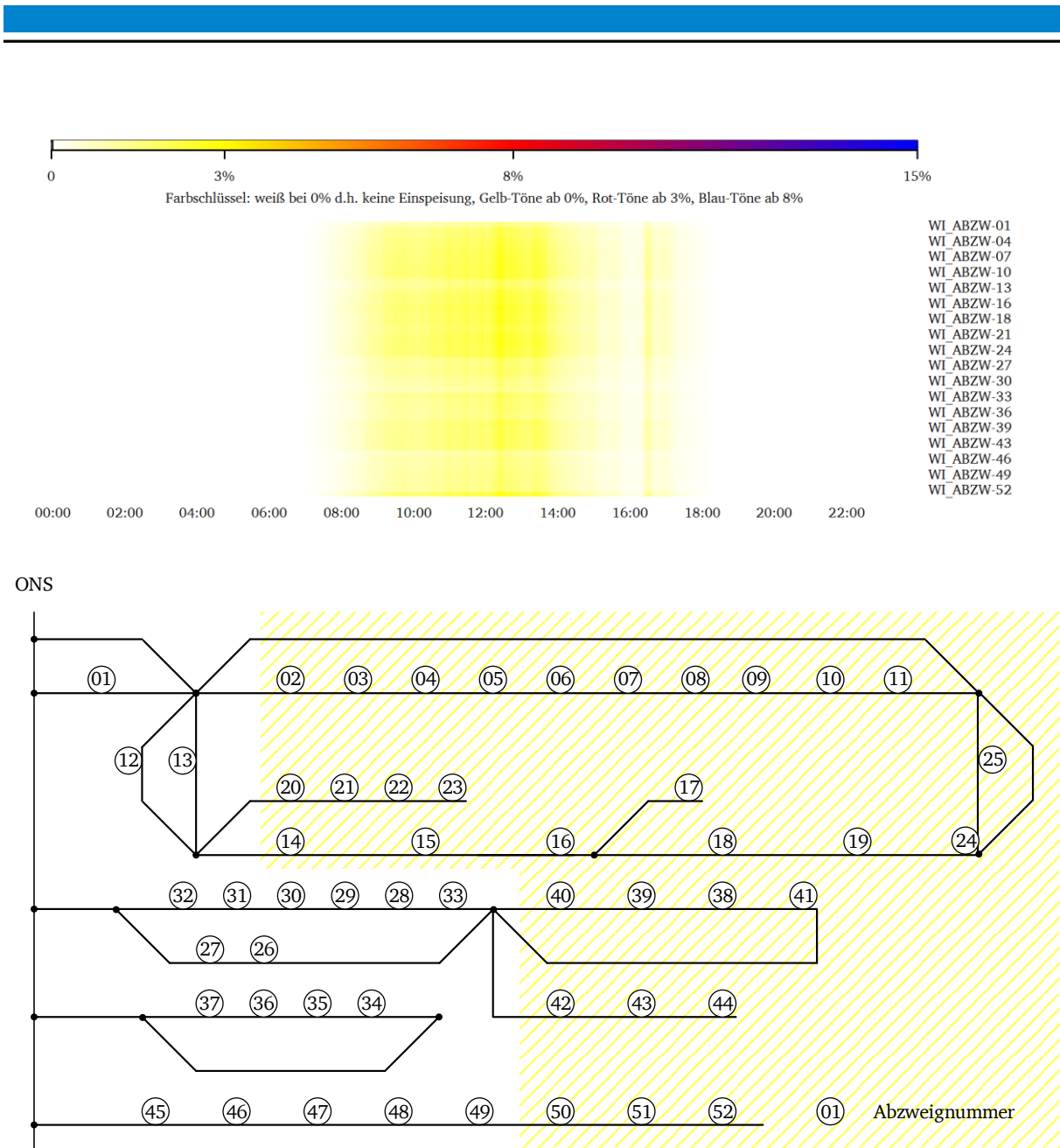


Abb. 4.11: Heatmap der Spannungsanhebungen für Szenario 1 (maximale PV-Einspeisung) und Topologie von Netz „5, M1“

Die gleiche Darstellung, diesmal für das NS-Netz „5, M1“ zeigt Abb. 4.11. Hierbei handelt sich um ein Ringnetz. Die Spannungsanhebungen bleiben stets unter dem Grenzwert, so dass es keinen kritischen Bereich gibt. Die gelbe Markierung deutet lediglich die Bereiche mit höheren Spannungen an.

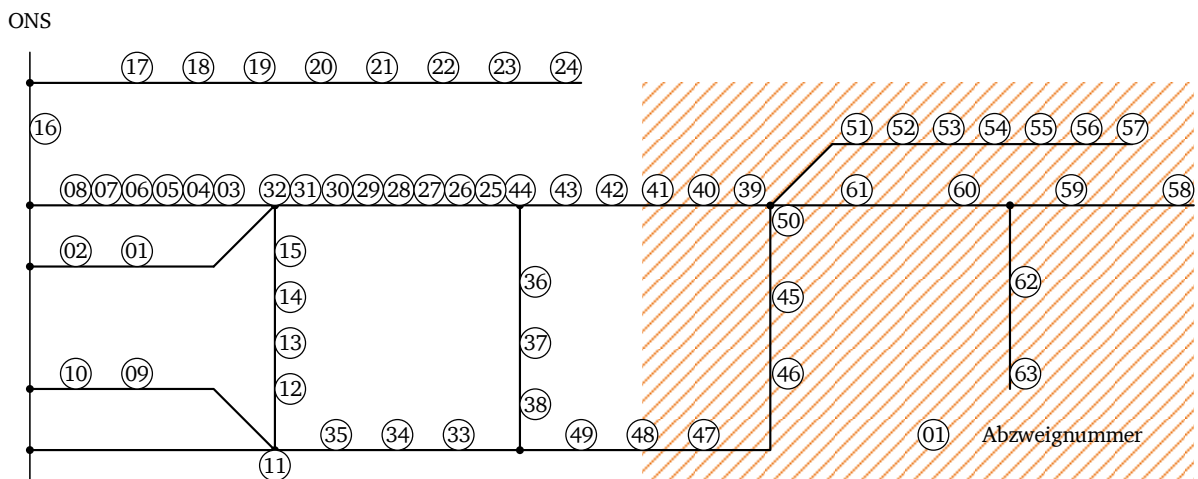
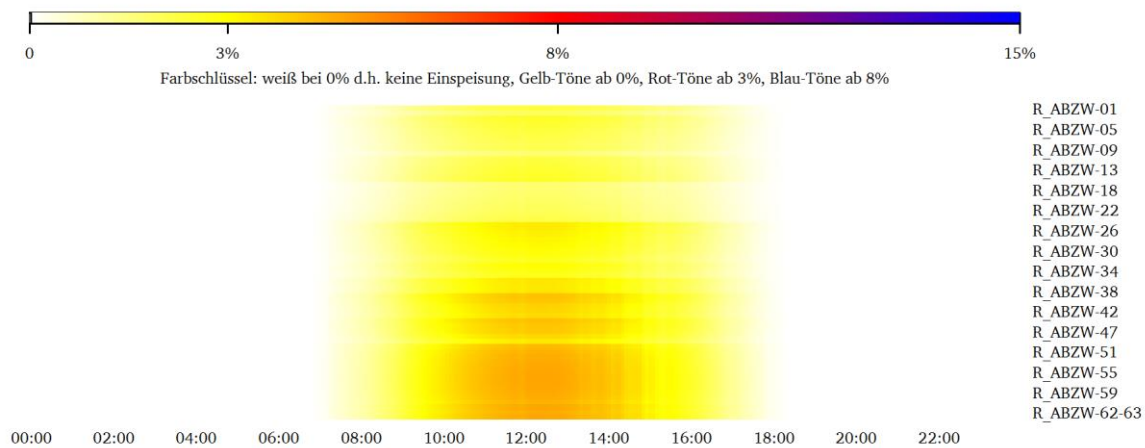


Abb. 4.12: Heatmap der Spannungsanhebungen für Szenario 1 (maximale PV-Einspeisung) und Topologie von Netz „4, L1“

Die Situation für das NS-Netz „4, L1“, einem Maschennetz, ist in Abb. 4.12 gezeigt. Bei der Interpretation der Heatmap gilt es zu beachten, dass die Nummern der Abzweige teilweise von der ONS weg kleiner werden. Es kommt hier bei einigen Knoten, die in der Topologie orange markiert sind, zu leichten Grenzwertverletzungen.

Da nur zwölf NS-Netze in diesem Detaillierungsgrad untersucht werden konnten, ist es nicht eindeutig möglich, einen quantitativen Zusammenhang zwischen Topologie und Aufnahme-fähigkeit herzustellen, zumal bereits die Klassifizierung der Topologie ein unscharfes Kriterium darstellt. Es lässt sich jedoch erkennen, dass die stärkste Spannungsanhebung im Netz „6, L1“ auftritt, welches in diesem Bereich aus strahlenförmigen Freileitungen besteht. Dagegen ist im Netz „5, M1“ (Ringnetz) oder „4, L1“ (Maschennetz) die lokale Streuung der Spannungsanhebung viel geringer.

Abschließend wird die dritte Konfiguration vorgestellt. Hierbei handelt es sich um Simulationen in den beiden MS-Netzen, wobei die jeweiligen NS-Netze als aggregierte Lasten modelliert werden. Dazu wird jeder ONS gemäß Clusterbildung ein bestimmter Leistungsverlauf aus den zwölf repräsentativen NS-Netzen zugewiesen. In Abschnitt 3.4 ist diese Vorgehensweise genauer beschrieben. Es wird also in dieser dritten Konfiguration die Präsenz von DEA in allen NS-Netzen zugrunde gelegt. Im MS-Netz selbst sind keine DEA vorgesehen. Der Bilanzknoten für diese Simulationen wird wieder oberspannungsseitig des HS/MS-Transformators gewählt. Auch der Spannungssollwert wird für beide MS-Netze wie zuvor auf 107 %, d.h., 21,4 kV an der Unterspannungsseite dieses Transformators festgelegt. In Abb. 4.13 sind die Knotenspannungen für die Szenarien ohne und mit maximaler PV-Einspeisung gezeigt.

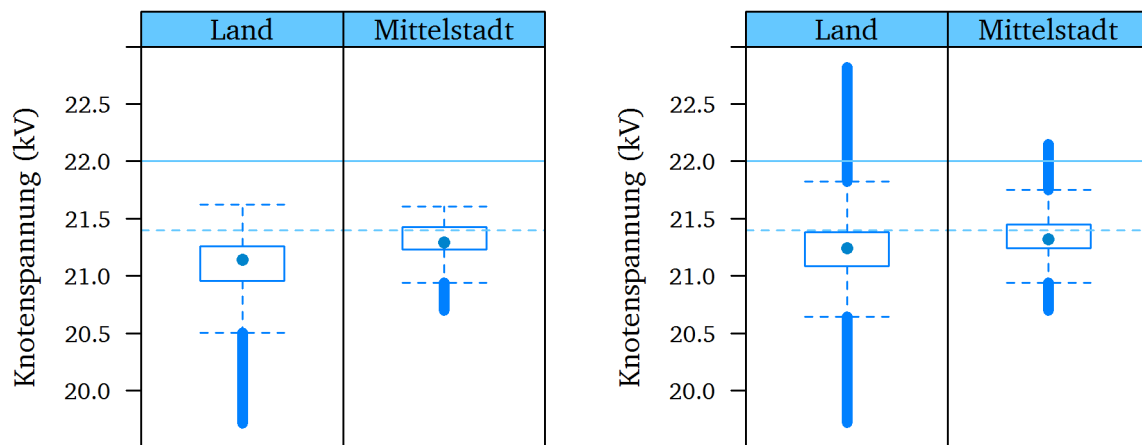


Abb. 4.13: Knotenspannungen der beiden MS-Netze ohne (Szenario 0, links) und mit maximaler (Szenario 1, rechts) PV-Einspeisung

Die gestrichelte horizontale Linie entspricht dem Sollwert. Erwartungsgemäß wird dieser im Szenario 0 ohne Einspeisung (links) nicht wesentlich überschritten, da die Spannung im Netz bei reiner Last stets abfällt. Minimale Überschreitungen sind aber möglich, weil die Ausgangsspannung des Transformators über einen diskreten Stufensteller geregelt wird und somit auch leicht über dem Sollwert liegen kann. Im Fall maximaler Einspeisung (rechts) verschiebt sich die Häufigkeitsverteilung nach oben, und die Streuung der Werte wird größer. Es treten auch, v.a. im Gebiet Land, zahlreiche Ausreißer jenseits von 22 kV auf (durchgezogene horizontale Linie), was 110 % der Netznennspannung entspricht. Gemäß Norm DIN EN 50160 sind Abweichungen bis auf 115 % (hier 23 kV) in 1 % der Zeit erlaubt. Vor allem aber kann als vereinbarte Versorgungsspannung ein anderer Wert als die Netznennspannung vereinbart werden, und schließlich gilt diese Norm sowieso nur gegenüber einem Netzkunden. Die Mehrzahl der Knoten in der Simulation stellt ONS dar, nur eine Minderheit sind Kundenstationen, für welche die Norm einzuhalten ist. Eine detaillierte Aufschlüsselung nach Eigentümer ist mit der gewählten

Vorgehensweise nicht einfach möglich, so dass die Ergebnisse nur qualitative Aussagekraft besitzen. Im Sinne der Vollständigkeit wird in Abb. 4.14 die Änderung der Knotenspannungen zwischen beiden Szenarien gezeigt.

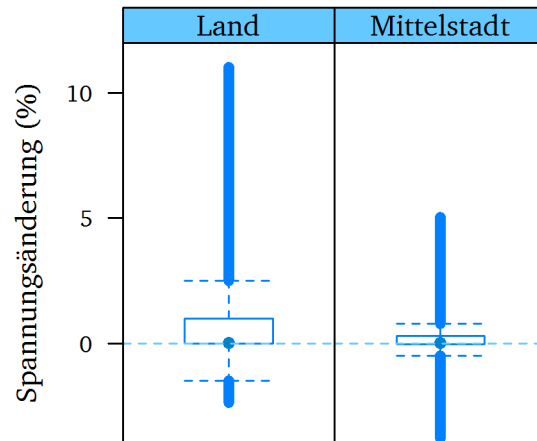


Abb. 4.14: Differenz der Knotenspannungen der beiden MS-Netze in Prozent zwischen maximaler (Szenario 1) und ohne (Szenario 0) PV-Einspeisung

Es zeigt sich, dass in der Mehrzahl der Fälle die Abweichungen unter einem Prozent liegen, was natürlich auch daher rührt, dass sich die beiden Szenarien nachts nicht unterscheiden. Jedoch übertreffen die Ausreißer, wiederum v.a. im Gebiet Land, sogar den Wert von zehn Prozent. Da in der gewählten Konfiguration keine DEA im MS-Netz vorgesehen sind, kommt der Grenzwert von 2 % Anhebung aus der Mittelspannungsrichtlinie nicht zum Tragen.

Weiterhin wird in Abb. 4.15 die Auslastung der beiden HS/MS-Transformatoren für die beiden Szenarien verglichen.

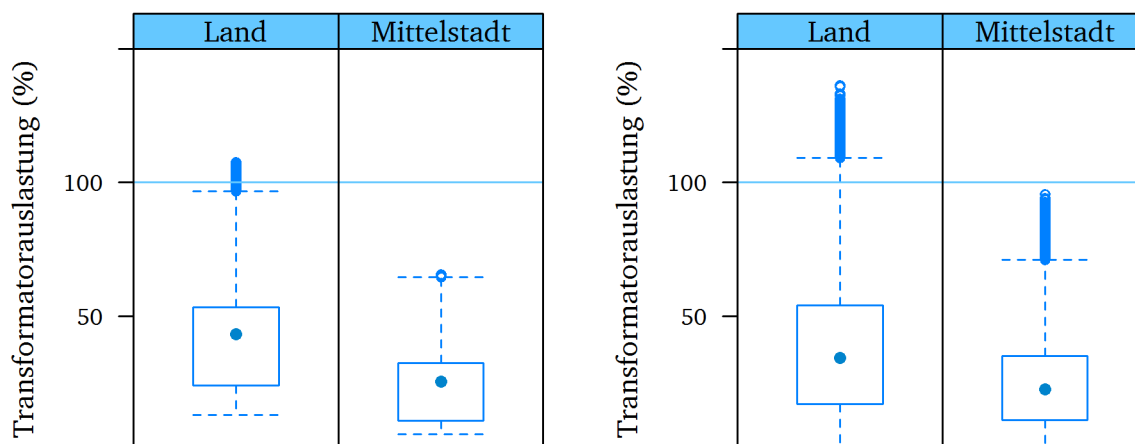


Abb. 4.15: Transformatorauslastungen der beiden MS-Netze ohne (Szenario 0, links) und mit maximaler (Szenario 1, rechts) PV-Einspeisung

Es ist festzustellen, dass mit maximaler PV-Einspeisung (rechts) die Streuung größer wird, und sich die Ausreißer in Richtung 150 Prozent bewegen. Gleichzeitig ist der Minimalwert nahe Null, was auf Zeitpunkte von Leistungsflussumkehr und Rückspeisung ins HS-Netz hin deutet.

Schließlich ist in Abb. 4.16 noch die Auslastung der MS-Leitungen dargestellt.

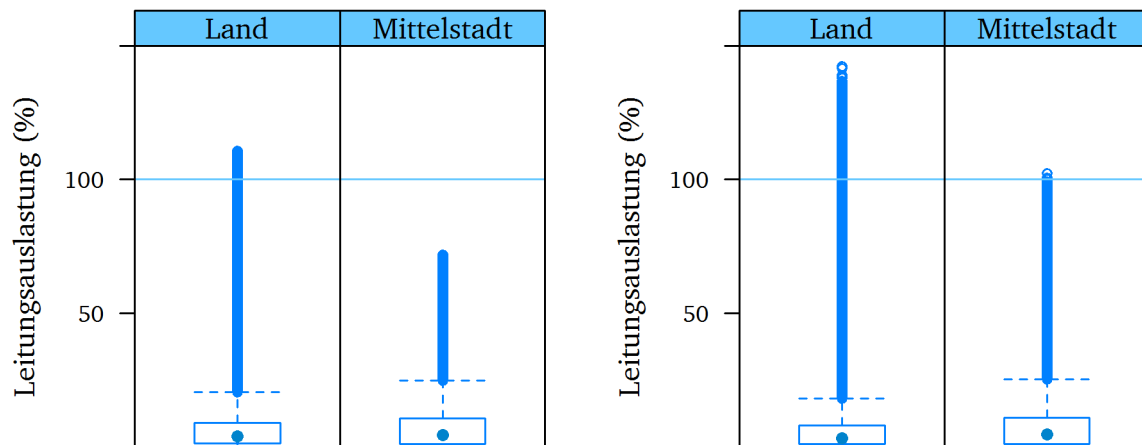


Abb. 4.16: Leitungsauslastungen der beiden MS-Netze ohne (Szenario 0, links) und mit maximaler (Szenario 1, rechts) PV-Einspeisung

Dabei ist eine ähnliche Tendenz wie bei den Transformatoren zu beobachten. Da die zusätzlichen DEA im Szenario 1 grundsätzlich im ganzen MS-Gebiet eingefügt werden, nimmt die Leitungsbelastung überall gleichmäßig zu. Überlastungen treten vornehmlich bei einzelnen Leitungen auf, welche letztendlich verstärkt werden müssten.

#### 4.4 Alternative Maßnahmen

Im Mittelpunkt dieser Arbeit stehen alternative Maßnahmen in Verbindung mit neuen Betriebsmitteln, die insbesondere für den erzeugungsbedingten Ausbaubedarf eine effizientere Lösung bieten sollen. Während durch konventionelle Netzverstärkung ein dauerhafter Neuzustand hergestellt wird, greifen die alternativen Maßnahmen zusätzlich situationsbedingt in den Netzbetrieb ein. Dabei geht es stets um das gleiche Ziel der Einhaltung der Grenzwerte für Strom und Spannung aus Abschnitt 4.2. Nur die Wege unterscheiden sich u.a. hinsichtlich der Effektivität, der Effizienz und Reifegrad der Technologie. In den folgenden Unterabschnitten werden nun drei Alternativen vorgestellt, bei denen jeweils eine der Netzgrößen Wirkleistung, Blindleistung oder Spannung geregelt wird.

---

#### 4.4.1 Wirkleistungsregelung an der Erzeugungsanlage

---

Die Regelung der eingespeisten Wirkleistung lässt sich anlagenseitig mit geringem Aufwand bewerkstelligen. Aus Sicht des Netzes ist die zu einem bestimmten Zeitpunkt am Verknüpfungspunkt ausgetauschte Leistung relevant, so dass eine Begrenzung der Einspeiseleistung oder eine Erhöhung der Verbraucherlast denselben Effekt erzielen. Beides kann mit festen oder abhängigen Sollwerten umgesetzt werden. Eine zusätzliche zeitliche Entkopplung kann durch einen Energiespeicher erreicht werden. Abgesehen von der Vorgabe starrer Grenzwerte ist zur Wirkleistungsregelung eine kommunikationstechnische Vernetzung der Betriebsmittel notwendig, mindestens innerhalb eines Hausanschlusses, im Falle einer großen lokalen Dichte auch zwischen benachbarten Hausanschlüssen. Eine Wirkleistungsreduzierung wirkt qualitativ gleichermaßen positiv auf die Betriebsmittelauslastung wie auf die Spannungshaltung, da der Spannungsfall über einem Betriebsmittel via dessen Impedanz vom Strom und damit von der Leistung abhängt.

Eine rechtliche Grundlage für die Wirkleistungsregelung findet sich im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unter dem Begriff Einspeisemanagement in § 11. Die technischen Voraussetzungen dafür sind in § 6 definiert und bestehen darin, dass Anlagen mit einer Leistung größer als 100 kW einerseits ferngesteuert abregelbar sein müssen und andererseits die jeweilige Ist-Einspeisung abrufbar sein muss. Unter 100 kW und nur bei PV-Anlagen gilt seit 2012 teilweise rückwirkend und mit Übergangsfristen das vereinfachte Einspeisemanagement, wobei für Anlagen unter 30 kW alternativ auch eine Begrenzung der Wirkleistung am NAP auf 70 % möglich ist. Die Vereinfachung besteht darin, dass die Anlagen nur abregelbar sein müssen; Lastgangmessung und Datenübertragung wäre wirtschaftlich nicht sinnvoll. Eine Entschädigung ist nur für einen Eingriff im Sinne des Einspeisemanagements in Höhe von 95 % der entgangenen Einnahmen vorgesehen, welche vom Netzbetreiber auf die Netznutzungsentgelte umgelegt werden kann. Bei einer Kappung bei 70 % der Wirkleistung wird keine Entschädigung gewährt. Diese Option kommt hinsichtlich der maximalen Netzauslastung einem Szenario mit geringerer installierter Leistung gleich. In Abb. 4.17 sind die technischen Vorgaben gemäß EEG in der Fassung vom 21. Juli 2014 für die verschiedenen Anlagengrößen dargestellt.

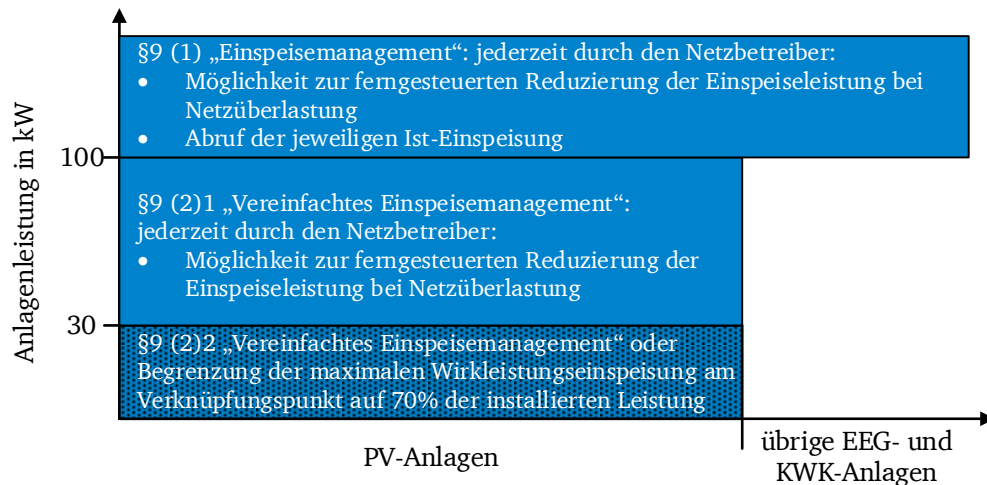


Abb. 4.17: Einspeisemanagement nach EEG 2014

Zur Einordnung der Wirksamkeit dieser Maßnahme werden die 40 Einspeiseverläufe (siehe Unterabschnitt 3.3.2 Einspeiseverläufe und Anlagenleistung) aus den Jahren 2011 und 2012 ausgewertet. Da alle Anlagen vor 2012 in Betrieb genommen wurden und es dafür bis 30 kWp Anlagenleistung keine Nachrüstpflicht, zwischen 30 und 100 kWp eine Übergangsfrist bis 1.1.2014 gab, ist davon auszugehen, dass in der Datengrundlage bislang kein Einspeisemanagement enthalten ist. Die Jahresdauerlinien aus 80 Anlagenjahren sowie deren Mittelwert (gestrichelte weiße Linie) sind aus Abb. 4.18 ersichtlich.

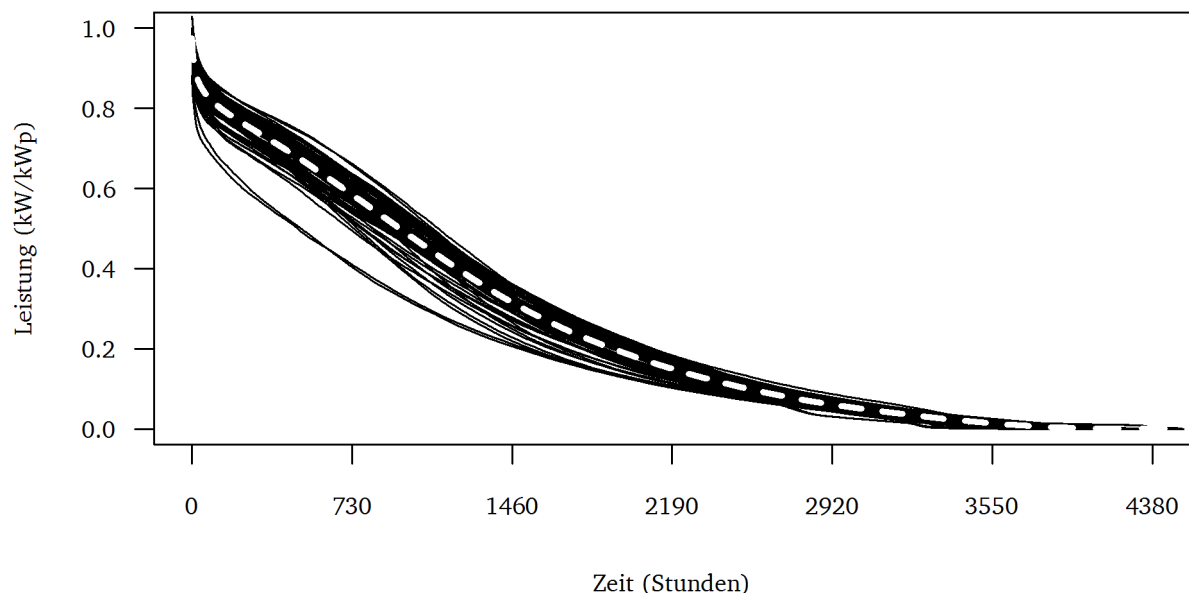


Abb. 4.18: Erzeugungsdauerlinien aus 80 Anlagenjahren (40 Verläufe für zwei Jahre)

Es zeigt sich zunächst das Offensichtliche, dass während weniger als 4000 Stunden im Jahr überhaupt nur Energie eingespeist wird. Weiterhin fällt auf, dass die hohen Leistungswerte nur

an ganz wenigen Stunden im Jahr eintreten. Oberhalb von 70 % laufen die Anlagen im Durchschnitt nur etwas mehr als 400 Stunden im Jahr. Da für die Jahresdauerlinie Leistungswerte aufgetragen werden, ist die Fläche unter dieser Linie ein Maß für die Energie. Die folgenden Überlegungen basieren auf der durchschnittlichen Erzeugungsdauerlinie aus den 80 Anlagenjahren aus Abb. 4.18 und sind in Abb. 4.19 dargestellt. Dort entspricht die bei einer Abregelung nicht eingespeiste Energie der dunkelblauen Fläche zwischen der Jahresdauerlinie und der horizontalen Linie auf Höhe der Abregelung. Es ist erkennbar, dass bei einer Wirkleistungsreduktion auf 70 % der Anlagenleistung etwa drei Prozent der Energie nicht eingespeist werden können. Bei einer Reduktion auf 50 % gehen etwa 15 % der Energie verloren.

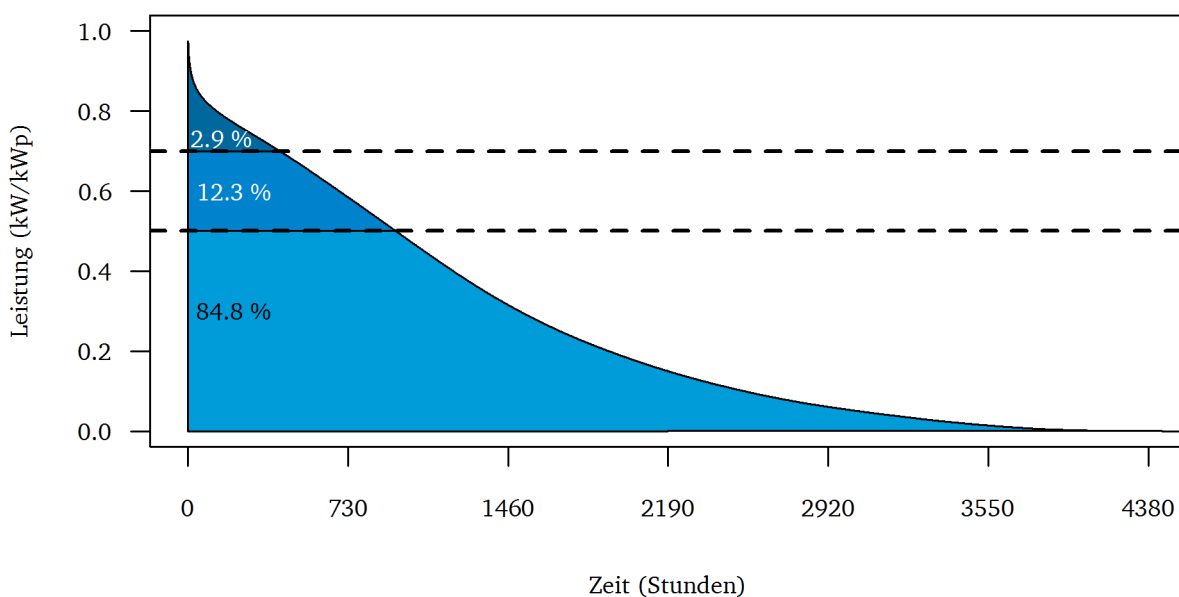


Abb. 4.19: Erzeugungsverlust durch Abregelung bei 70 % und 50 % der Anlagenleistung

Die Aufnahmefähigkeit eines Netzes für PV-Anlagen bemisst sich aber nicht nach der Energie, sondern nach der Leistung, die aufgenommen werden kann. Unter der Annahme, dass in einem gegebenen Netz so viel Modulleistung installiert ist wie es der Aufnahmefähigkeit entspricht, kann bei einer Abregelung der maximal eingespeisten Leistung auf 50 % der Anlagenleistung die doppelte Modulleistung installiert werden. Ausgehend von 100 % Energie, welche eine unregelte Anlage liefern würde, stehen nun von zwei Anlagen jeweils 85 % an Energie zur Verfügung, was einer Steigerung auf 170 % an Energie entspricht. Diese Steigerung erfordert zwar 200 % an installierter Modulleistung, aber wegen der starren Abregelung nur 100 % an installierter Wechselrichterleistung.



---

#### 4.4.2 Blindleistungsregelung am Solarwechselrichter

---

Der Eingriff in den Blindleistungsaustausch einer Anlage mit dem Netz stellt eine indirekte Möglichkeit zur Beeinflussung der Spannung am Verknüpfungspunkt dar. Die Größe des Einflusses ist bedingt durch die vorgelagerte Netzimpedanz. Grundsätzlich lässt sich je nach Richtung des Blindleistungsflusses die Spannung absenken oder auch anheben, jedoch trägt ein kapazitiver ebenso wie ein induktiver Blindstrom zur Auslastung und zu den Verlusten bei.

Wie bei der Wirkleistungsregelung handelt es sich um eine anlagenseitige Maßnahme, wodurch es allein bei über einer Million PV-Anlagen am Netz seit dem Jahr 2012 vor allem eine mengenmäßige Herausforderung darstellt. In der bereits erwähnten VDE-Anwendungsregel für die Niederspannungsebene [20] sowie in der Mittelspannungsrichtlinie [30] sind diesbezüglich auch Anforderungen an neue Anlagen festgelegt. Der Netzbetreiber hat dadurch die Möglichkeit, einen Sollwert für Blindleistungsaufnahme oder -abgabe festzulegen, allerdings unterscheiden sich die beiden Richtlinien in der Ausführung. Die MS-Richtlinie verlangt, dass eine EZE mit einem Verschiebungsfaktor zwischen 0,95 induktiv und 0,95 kapazitiv einspeist, wofür vier verschiedene Regelverfahren vorgesehen sind. Die Blindleistungsvorgabe kann über den Verschiebungsfaktor als fester Wert  $\cos\varphi$  fix, in Abhängigkeit von der Wirkleistung  $\cos\varphi(P)$  oder über die Blindleistung als fester Wert  $Q$  fix oder in Abhängigkeit von der Spannung  $Q(U)$  geschehen. Im Gegensatz dazu erlaubt die NS-Richtlinie nur die ersten beiden Möglichkeiten, d.h. bezogen auf den Verschiebungsfaktor. Gleichzeitig wird dafür ab einer Anlagengröße von 13,8 kVA ein Bereich von 0,90 induktiv bis 0,90 kapazitiv gefordert. Im Falle von PV-Anlagen, welche zahlenmäßig den weit größten Teil darstellen, findet die Verbindung mit dem Netz über einen Wechselrichter statt; somit erfolgt die Blindleistungsregelung dort.

Das Funktionsprinzip der Blindleistungsbereitstellung durch einen Solarwechselrichter basiert auf der Regelung von Amplitude und Phasenlage der Spannung am Ausgang der Halbleiterventile  $\underline{U}_V$  in Bezug auf die Klemmenspannung des Wechselrichters  $\underline{U}_{NAP}$ . Zwischen diesen beiden Wechselspannungen befindet sich eine verlustlose Induktivität mit dem Spannungsfall  $\Delta\underline{U}$ . Der Zusammenhang ist in Abb. 4.20 dargestellt. Da die Amplitude der Ventilspannung  $\underline{U}_V$  kleiner als die Amplitude der Klemmenspannung  $\underline{U}_{NAP}$  ist, eilt der Klemmenstrom  $\underline{I}_{NAP}$  der Klemmenspannung  $\underline{U}_{NAP}$  voraus, so dass Blindleistung aufgenommen wird. Im umgekehrten Fall wird Blindleistung abgegeben. Eilt die Ventilspannung  $\underline{U}_V$  der Klemmenspannung  $\underline{U}_{NAP}$  vor (wie in Abb. 4.20 gezeichnet, Winkel  $\delta < 0$ ), wird Wirkleistung in Richtung Netz (Wechselrichterbetrieb) abgegeben, im umgekehrten Fall wird die Wirkleistung in Richtung der Ventile fließen

(Gleichrichterbetrieb). Weiterhin beschreibt der grün gestrichelte Kreis um die Spitze des Zeigers der Klemmenspannung die Stromgrenze des Wechselrichters, innerhalb derer der Zeiger der Ventilspannung  $\underline{U}_V$  liegen muss. Für die Ventilspannung selbst gilt ebenfalls eine Begrenzung, welche durch die Zwischenkreisgleichspannung der Halbleiterventile vorgegeben ist. Diese ist durch die rot gestrichelte Kreislinie um den Koordinatenursprung gekennzeichnet. Der zulässige Arbeitsbereich entspricht der Schnittmenge beider Kreise.

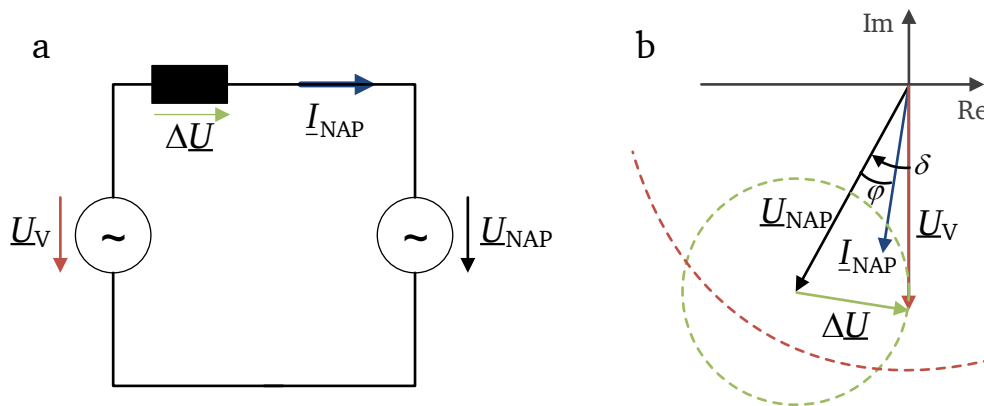


Abb. 4.20: Prinzip der Blindleistungsbereitstellung am Solarwechselrichter

a vereinfachtes Ersatzschaltbild des Wechselrichters

b Zeigerbild der Grundswingungsgrößen

Im Folgenden wird auf den Zusammenhang zwischen Blindleistung und Spannung im NS-Netz eingegangen. In Abb. 4.21 ist das einphasige Ersatzschaltbild eines NS-Netzes mit einer Erzeugung dargestellt. Es besteht aus einer konstanten Spannungsquelle, welche dem speisenden Ortsnetztransformator entspricht, der Kurzschlussimpedanz der Leitungen sowie dem Generator am Netzanschlusspunkt. Bei reiner Wirkleistungseinspeisung ( $\cos \varphi = 1$ ) haben im verwendeten Verbraucherzählpeilsystem Strom und Spannung am NAP genau gegensätzliche Phasenlage. Mit der Spannung am Transformator  $\underline{U}_T$  als Bezug ergibt sich die Spannung am NAP  $\underline{U}_{NAP}$  durch Subtraktion des Spannungsfalls über der Resistanz  $\underline{U}_R$  und der Induktanz  $\underline{U}_X$  des Netzes. Deren jeweiliger Wert ist bedingt durch das  $X/R$ -Verhältnis des Netzes, was dem Tangens des Netzimpedanzwinkels  $\psi$  entspricht. Da  $\underline{U}_R$  dieselbe Richtung aufweist wie  $I_{NAP}$  und  $\underline{U}_X$  nacheilt, ist  $\underline{U}_{NAP}$  größer als  $\underline{U}_T$ . Um also  $\underline{U}_{NAP}$  zu reduzieren, kann die Richtung von  $\underline{U}_R$  verändert werden, indem der Winkel zwischen  $\underline{U}_{NAP}$  und  $I_{NAP}$  vergrößert wird. Dies kommt einer Aufnahme von induktiver Blindleistung gleich. Bei vorgegebener Wirkleistungseinspeisung, z.B. durch die Energieumwandlung in den Solarzellen, wird die Scheinleistung, und damit die Auslastung der betroffenen Betriebsmittel, erhöht.

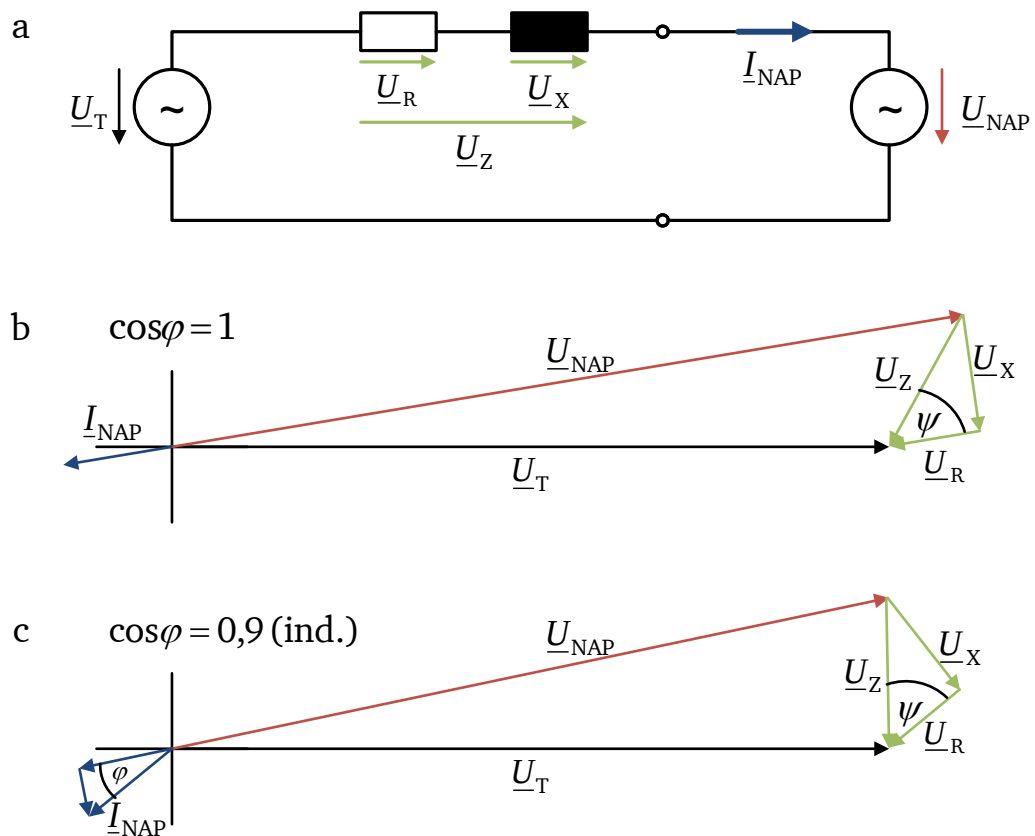


Abb. 4.21: Zusammenhang zwischen Spannung und Blindleistungsregelung

- a einphasiges Ersatzschaltbild eines Niederspannungsnetzes mit Einspeisung
- b Spannungszeiger bei reiner Wirkleistungseinspeisung
- c Spannungszeiger bei Blindleistungsregelung

Die Simulationen erfolgen in den drei bereits bekannten inkrementellen Konfigurationen (siehe Abschnitt 3.4): Status quo, zusätzliche DEA in repräsentativen NS-Netzen und zusätzliche DEA in allen NS-Netzen (MS-Betrachtung). Unterschiedliche Regelungsvorgaben werden nur in den beiden Konfigurationen mit zusätzlichen DEA implementiert, auch wenn der Status quo bereits DEA im Bestand enthält. Im Einzelnen sind dies:

- der Verzicht auf Blindleistungsregelung als Referenz (Sz1) mit konstantem  $\cos\varphi = 1$ ; gemäß Niederspannungsrichtlinie ist dies bei kleinen Anlagen zulässig.
- die Vorgabe eines festen Verschiebungsfaktors (Sz2), hier  $\cos\varphi = 0,9$  untererregt; diese einfach umzusetzende Möglichkeit bedeutet einen dauerhaften Bezug induktiver Blindleistung von knapp der Hälfte der eingespeisten Wirkleistung.

- drei Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinien (Sz3a, Sz3b, Sz3c) für  $\cos\varphi(P)$ ; gemäß Niederspannungsrichtlinie wird die Regelung nach Kennlinie für umrichtergekoppelte PV-Anlagen empfohlen.

Die drei Kennlinien werden kurz verglichen. Den einfachsten Fall bildet eine lineare Kennlinie nach Abb. 4.22. Bei geringer Wirkleistungseinspeisung wird induktive Blindleistung eingespeist; bei maximaler Wirkleistung wird induktive Blindleistung aufgenommen.

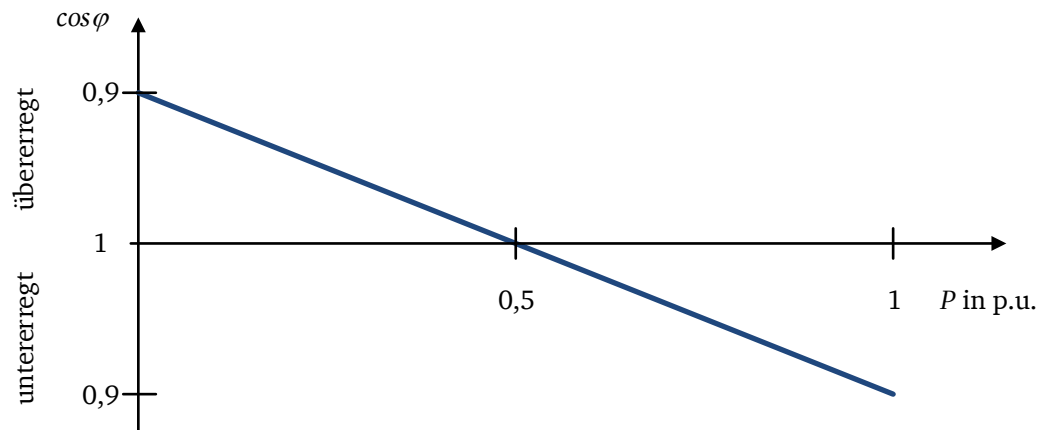


Abb. 4.22: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie nach Szenario 3a

Als Variation wird in der Mitte ein Totband eingefügt. Dies hat den Vorteil, dass bei kleinen Wirkleistungsschwankungen die Blindleistung nicht ständig das Vorzeichen wechselt. Die entsprechende Kennlinie ist in Abb. 4.23 dargestellt.

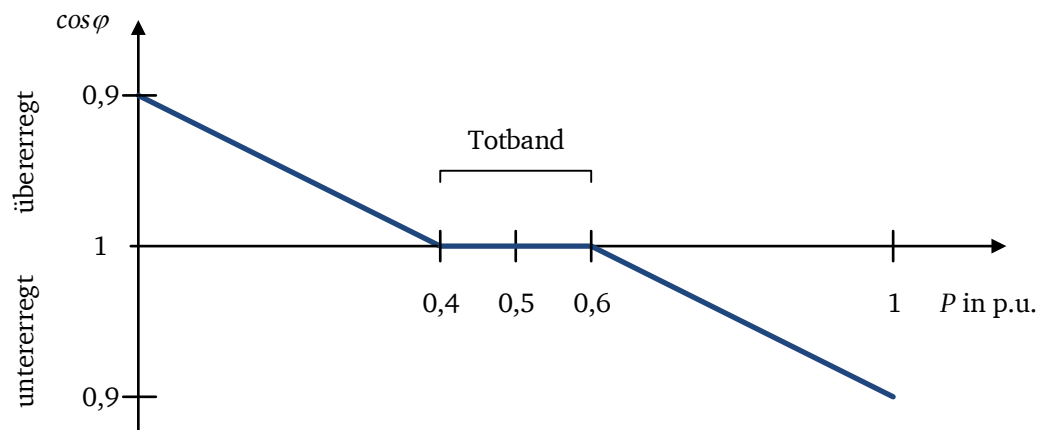


Abb. 4.23: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie nach Szenario 3b

Die Kennlinie lässt sich noch weiter optimieren, da nur eine durch hohe Wirkleistungseinspeisung verursachte Spannungserhöhung kritisch ist, so dass nur dann mit Blindleistungsaufnahme entgegengewirkt werden muss. Andernfalls kann darauf verzichtet werden, zumal bei geringer

Wirkleistung auch der Beitrag der Blindleistung nur gering ist. In Abb. 4.24 wird dieser Fußpunkt bei der halben maximalen Wirkleistung gesetzt, was der Standardkennlinie der Niederspannungsrichtlinie entspricht, die zur Einstellung bei Auslieferung der Wechselrichter empfohlen wird.

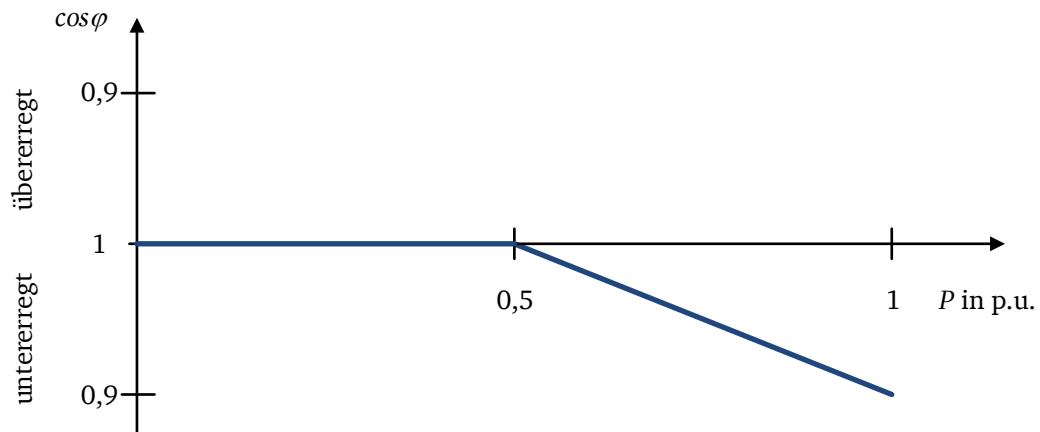


Abb. 4.24: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie nach Szenario 3c

In [34] wird gezeigt, dass von den Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinien diejenige nach Szenario 3c hinsichtlich Effektivität und Effizienz am vorteilhaftesten ist. Deswegen werden im weiteren Verlauf dieses Unterabschnitts nur die Ergebnisse für dieses Szenario 3c detailliert ausgeführt und dem Szenario 2 gegenübergestellt.

Zunächst werden wieder anhand von Boxplots die Häufigkeitsverteilungen von Datenpunkten aus zwei Jahren von allen zwölf NS-Netzen verglichen.

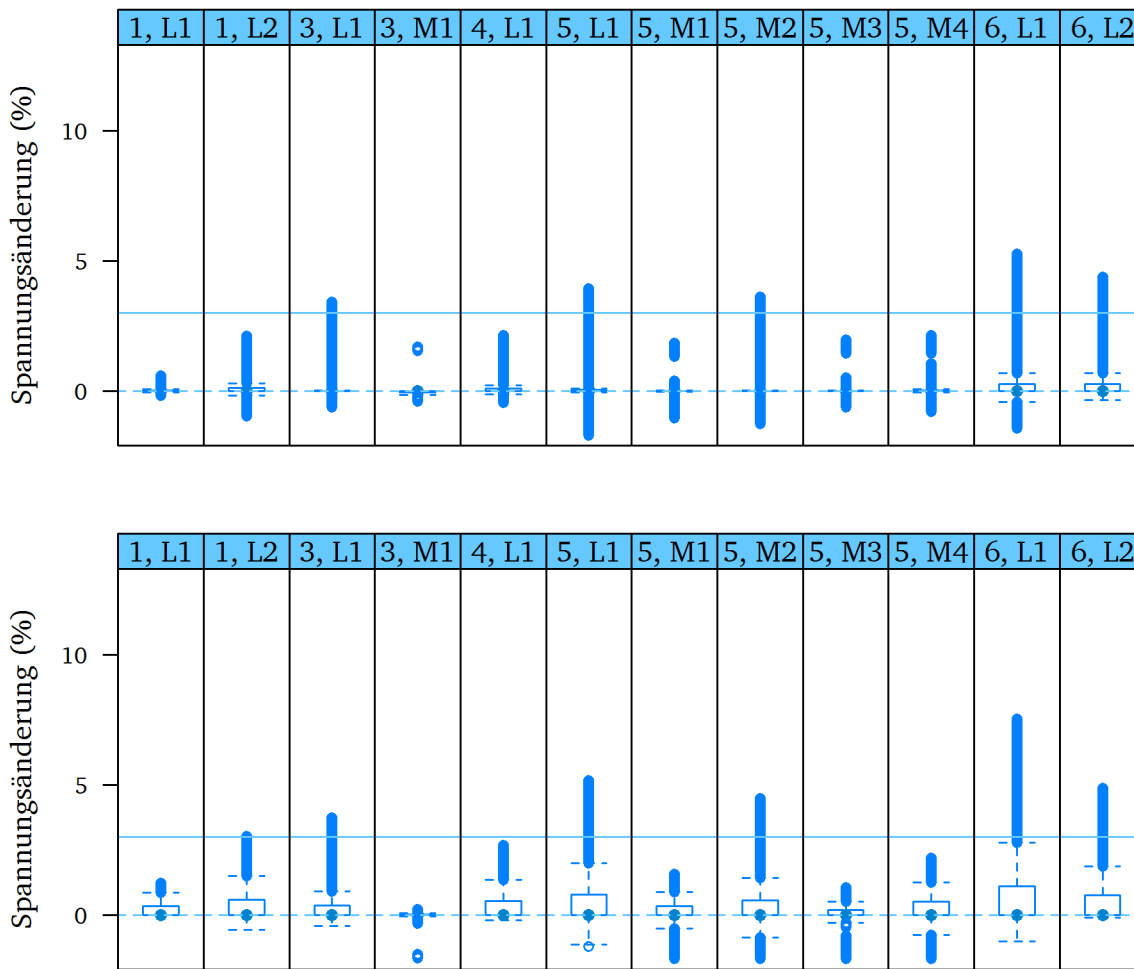


Abb. 4.25: Differenz der Knotenspannungen der zwölf repräsentativen NS-Netze von Szenario 2 ( $\cos\varphi$  fix, oben) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , unten) gegenüber Szenario 0 (ohne PV-Einspeisung)

Die Boxplots für die Spannungsverteilungen für beide Szenarien in Abb. 4.25 zeigen, dass im Fall eines festen Verschiebungsfaktors nahezu keine Box sichtbar ist. Gemäß Definition bedeutet dies, dass sich mehr als die Hälfte der Punkte auf gleicher Höhe befinden, in diesem Fall sogar bei Null. Somit tritt bei Szenario 2 in über der Hälfte der Fälle keine Veränderung gegenüber dem Ausgangsszenario 0 (ohne PV) auf. Im Szenario 3c nimmt die Hälfte der Punkte einen breiteren Bereich ein, die gesamte Spannweite ist ebenfalls größer. Der Median liegt aber ebenfalls bei Null. Mit Kennlinie kommt es also zu einer größeren Spannungsänderung als mit festem Verschiebungsfaktor. Andererseits führt der feste Verschiebungsfaktor dazu, dass die Spannungsänderungen häufiger negativ sind, d.h. dass es zu einer Spannungsabsenkung durch die feste Blindleistungsaufnahme kommt. Verglichen mit der Spannungsanhebung von Szenario 1 (maximale Einspeisung, siehe Abb. 4.7) ist aber in beiden Fällen ein Rückgang um mehrere Prozentpunkte festzustellen.

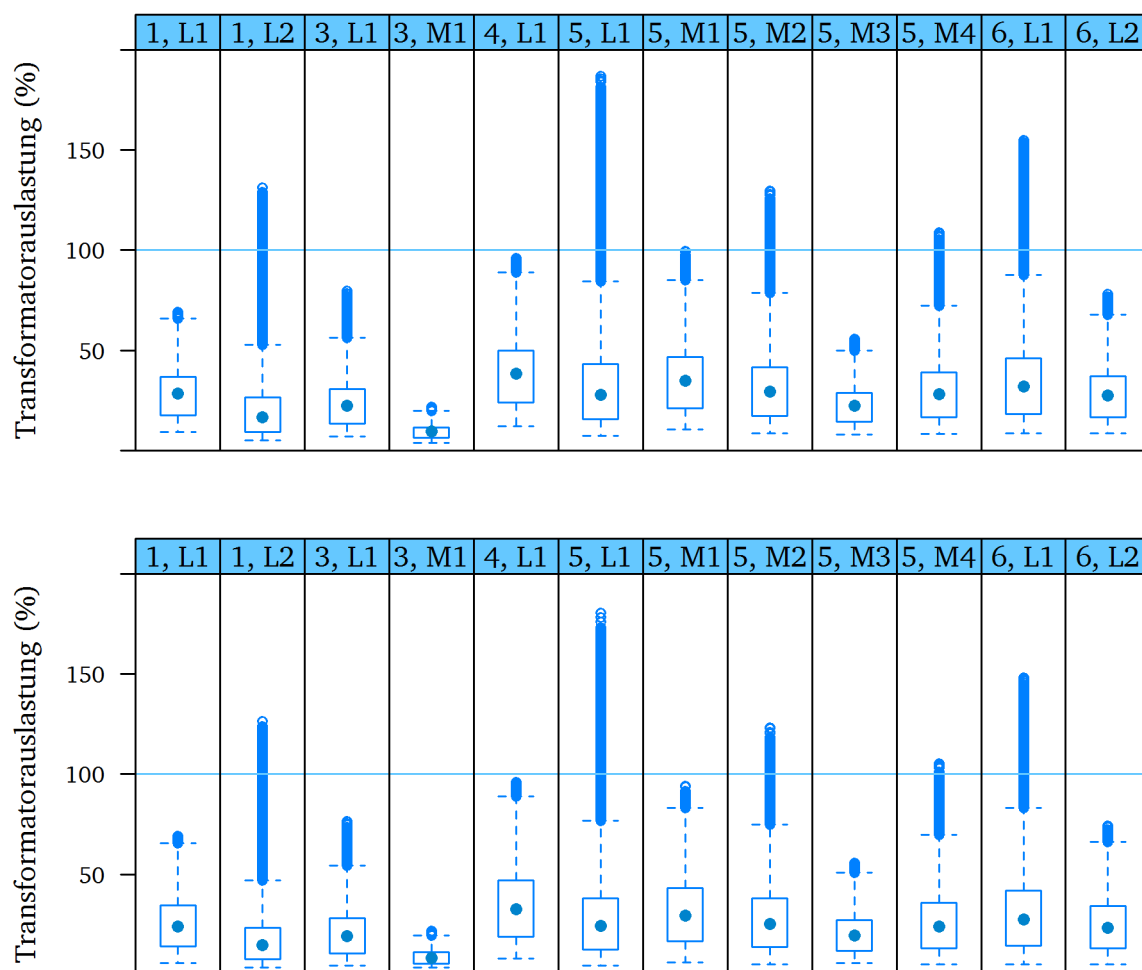


Abb. 4.26: Transformatorauslastung in den zwölf repräsentativen NS-Netzen von Szenario 2 ( $\cos\varphi$  fix, oben) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , unten)

Die Transformatorauslastung, gezeigt in Abb. 4.26, ist im Durchschnitt in Szenario 2 um etwa drei Prozentpunkte höher als im Szenario 3c. Auch die Spannweite zeigt ein ähnliches Verhalten. Die Auslastung ist erwartungsgemäß höher als im Szenario 1 (maximale Einspeisung ohne Blindleistungsregelung, siehe Abb. 4.8 unten). Jedoch fällt im Vergleich mit Szenario 1 auf, dass die mittlere Auslastung bei Szenario 3c nur geringfügig höher und die minimale Auslastung sogar gleich ist. Nur die maximale Auslastung ist deutlich höher. Da für die Belastbarkeit von Transformatoren im Wesentlichen thermische Phänomene mit großen Zeitkonstanten maßgeblich sind, sind kurzzeitige Überlastungen bis 150% ohne nennenswerten Lebensdauerverbrauch möglich (siehe Unterabschnitt 4.2.1). Aus diesem Grund ist die Auswirkung der Kennlinie auf die Transformatorauslastung mit Ausnahme von Netz 5, L1 akzeptabel.

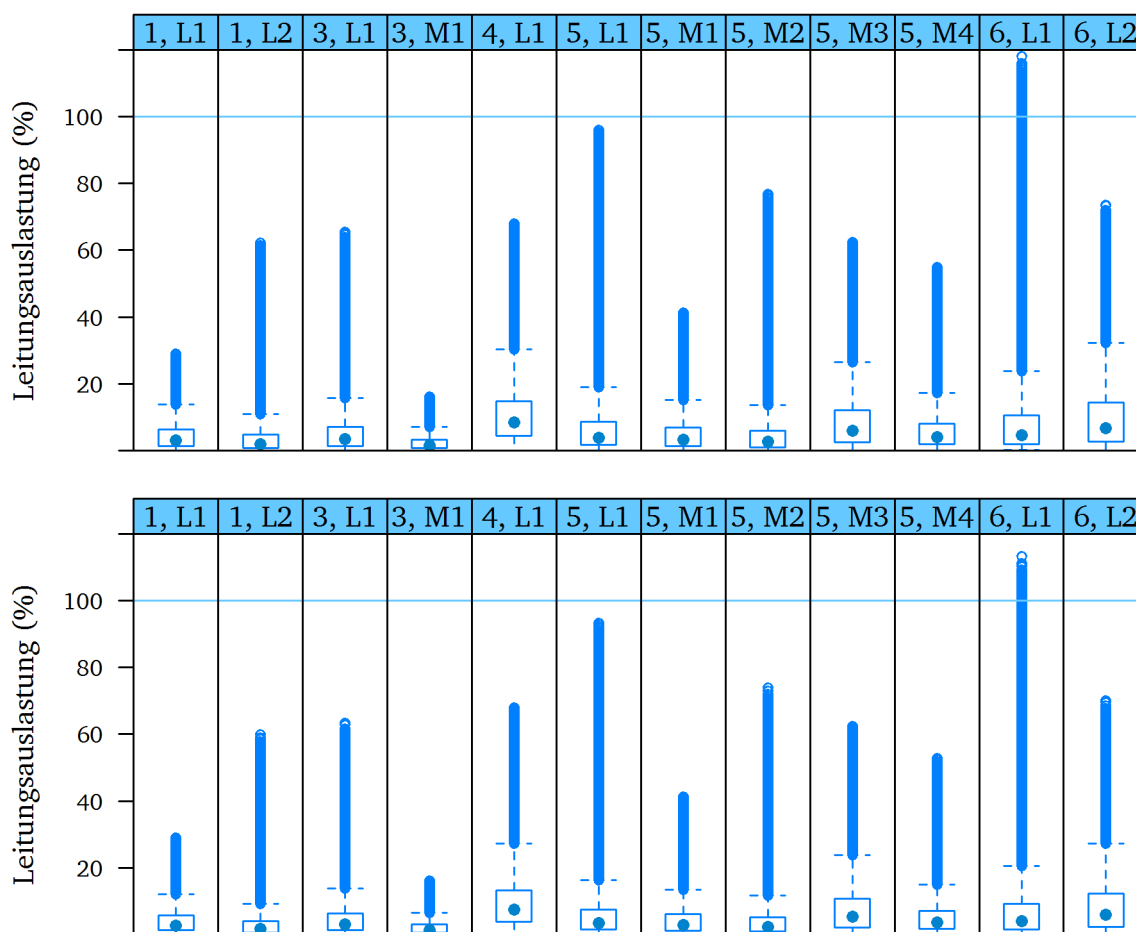


Abb. 4.27: Leitungsauslastung in den zwölf repräsentativen NS-Netzen von Szenario 2 ( $\cos\varphi$  fix, oben) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , unten)

Auch für die Leitungsauslastung in Abb. 4.27 fällt die Belastung mit festem Verschiebungsfaktor etwas niedriger aus als mit Kennlinie. Die Maximalwerte fallen aber noch stärker als bei den Transformatoren aus. Während dort der Maximalwert um das bis zu Fünffache über dem Mittelwert lag, ist er hier um bis zu Faktor 15 darüber.

Ein Vergleich über die drei Kriterien Spannungsanhebung, Transformatorauslastung und Leitungsauslastung zeigt, dass manche NS-Netze in mehrerlei Hinsicht kritisch sind, andere nur in einzelner. Die kritischsten der zwölf NS-Netze weisen folgende Merkmale (gemäß Unterabschnitt 3.1.2) auf:

1. 6, L1: geringer Kabelanteil von nur 60 %, über 600 Meter Leitungslänge pro Abgang vorwiegend strahlenförmig (relevant für Spannungsanhebung), über 4000 Meter Leitungslänge bei nur durchschnittlicher Transformatorleistung von 400 kVA (relevant für Transformator- und Leitungsauslastung)



- 
2. 5, L1: geringe Netzbelastung in der Ausgangslage (relevant für die Spannungsanhebung) und über 4000 Meter Leitungslänge bei nur durchschnittlicher Transformatorleistung von 400 kVA (relevant für Transformatorauslastung und Spannungsanhebung)
  3. 6, L2: geringer Kabelanteil von nur 60 % und über 500 Meter Leitungslänge pro Abgang (relevant für Spannungsanhebung)
  4. 1, L2: über 1500 Meter Leitungslänge bei geringer Transformatorleistung von 250 kVA (relevant für Transformatorauslastung)

Die Spannungsanhebungen sind in Abb. 4.28 und Abb. 4.29 auf die gleiche Art und Weise wie in Abschnitt 4.3 als Heatmap dargestellt.

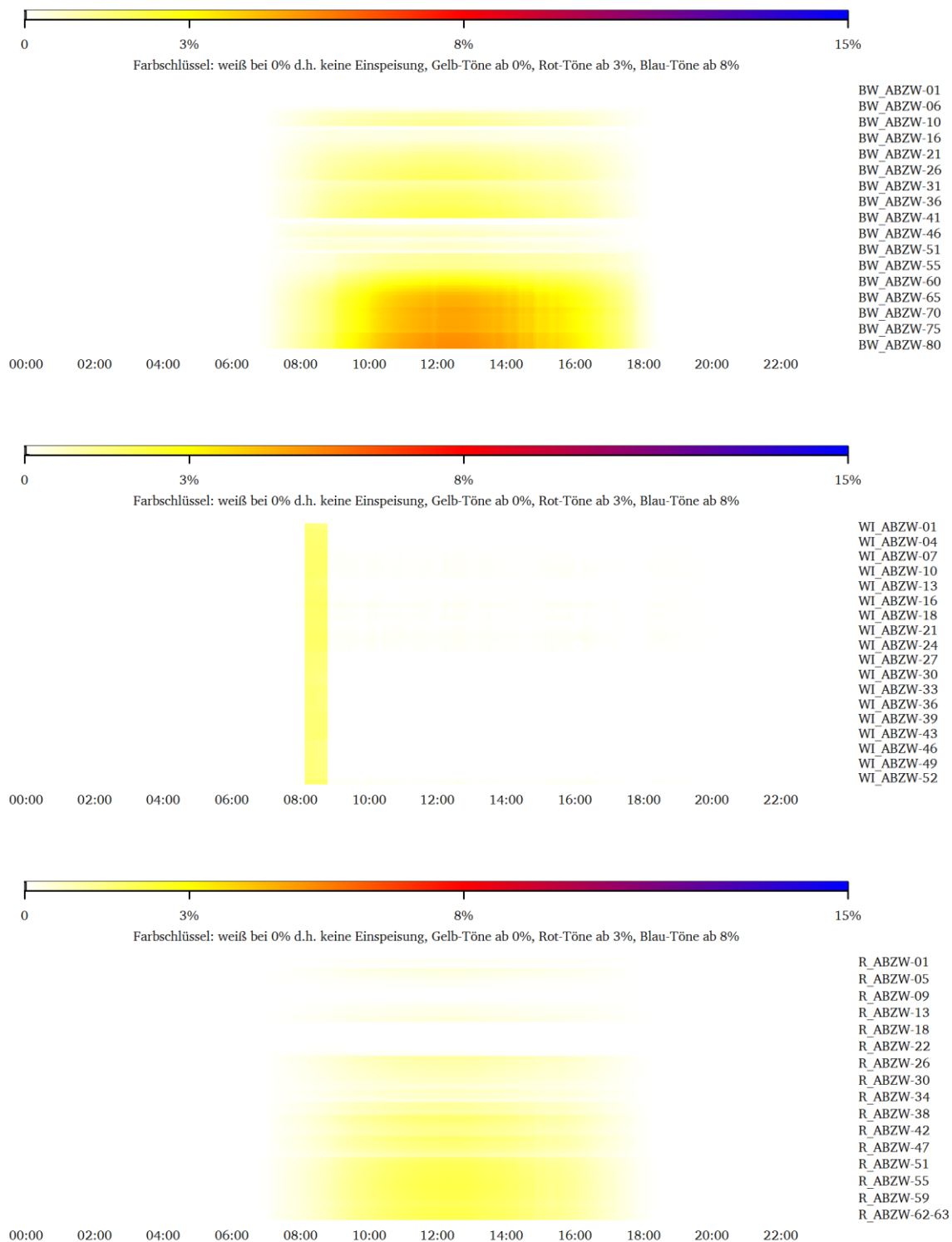


Abb. 4.28: Heatmap der Spannungsanhebungen der Netze „6, L1“ (oben), „5, M1“ (Mitte) und „4, L1“ (unten) für Szenario 2 ( $\cos\phi$  fix)

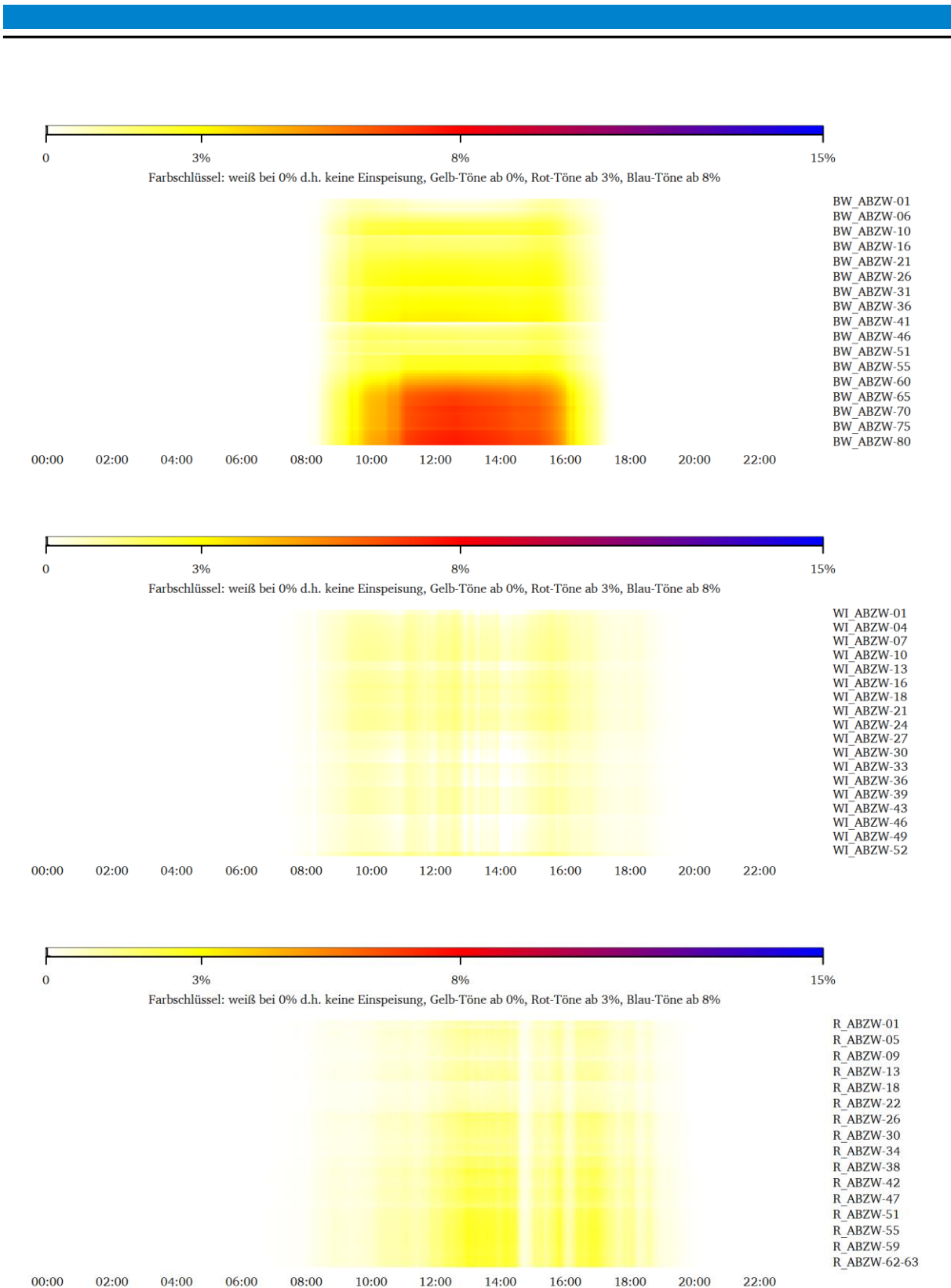


Abb. 4.29: Heatmap der Spannungsanhebungen der Netze „6, L1“ (oben), „5, M1“ (Mitte) und „4, L1“ (unten) für Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ )

Für dieselben drei Netze, deren Topologie bereits im Unterabschnitt 4.3.2 abgebildet ist, ist wieder der Tag gezeigt, an dem die maximale Spannungsanhebung auftritt. In diesem Fall handelt es sich um sechs verschiedene Tage, so dass kein direkter Vergleich angestellt werden kann.

Es fällt jedoch auf, dass bei den mittleren und unteren Bildern, welche ein Ring- bzw. Maschen-  
netz zeigen, die Spannungsanhebungen für das Szenario 3c (Kennlinie) gleichmäßiger und ge-  
ringer ausfallen. Im oberen Bild von Szenario 3c ist allerdings vor allem in dem von Freileitun-  
gen geprägten Strahlennetz eine höhere Spannungsanhebung zu verzeichnen. Im Vergleich mit  
der Ausgangslage ohne Blindleistungsregelung (Szenario 1, Abb. 4.10, Abb. 4.11 und  
Abb. 4.12) ist es allerdings trotzdem eine deutliche Verbesserung.

Abschließend werden die Auswirkungen der Blindleistungsregelung am Wechselrichter auf die  
MS-Ebene in der Konfiguration mit DEA in allen NS-Netzen vorgestellt. Es wird auf die Abbil-  
dung der absoluten Knotenspannungen verzichtet, da die Unterschiede bei der Differenz der  
Knotenspannungen gegenüber dem Szenario ohne Einspeisung besser zu erkennen sind. Diese  
sind für die beiden Blindleistungsszenarien (Sz2 und Sz3c) in Abb. 4.30 gezeigt.

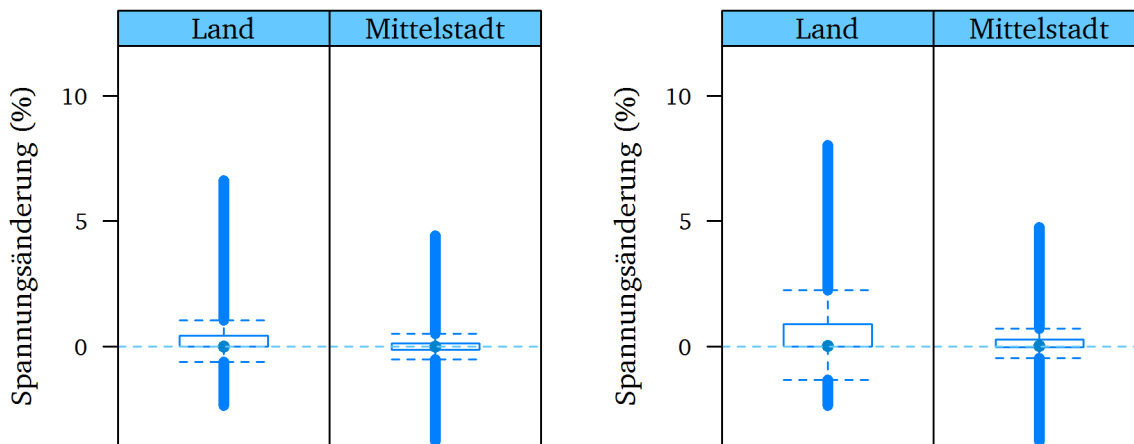


Abb. 4.30: Differenz der Knotenspannungen der beiden MS-Netze von Szenario 2 ( $\cos\varphi$  fix, links) und  
Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , rechts) gegenüber Szenario 0 (ohne PV-Einspeisung)

Die Spannweite der auftretenden Werte ist im Fall eines festen Verschiebungsfaktors (Szenario  
2) kleiner als mit Kennlinie (Szenario 3c). Verglichen mit dem Szenario 1 aus Unterabschnitt  
4.3.2 (siehe Abb. 4.14) handelt es sich aber in beiden Fällen um einen Rückgang, vor allem  
beim MS-Gebiet Land. Im Vergleich mit den entsprechenden Boxplots der NS-Betrachtung  
(siehe Abb. 4.25) fällt auf, dass die Häufigkeitsverteilungen für das MS-Gebiet Land denen des  
NS-Netzes „6, L1“ ähneln, welches innerhalb der NS-Netze das extremste Verhalten aufweist.

Die Auslastung der beiden HS/MS-Transformatoren ist in Abb. 4.31 zu sehen.

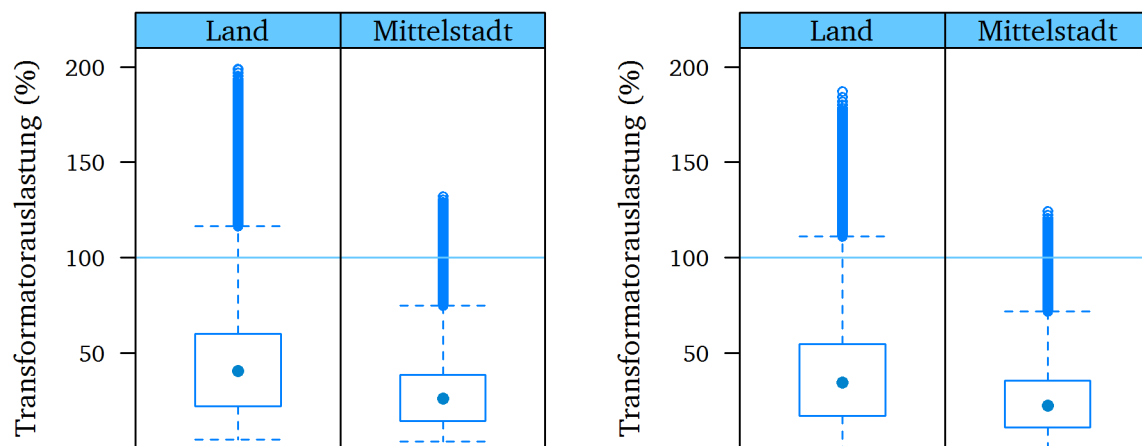


Abb. 4.31: Transformatorauslastung der beiden MS-Netze von Szenario 2 ( $\cos\varphi$  fix, links) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , rechts)

Hier zeigt sich, wie schon in der NS-Ebene, ein leichter Vorteil für das Szenario 3c mit Blindleistungskennlinie. Gegenüber dem Szenario 1 (siehe Abb. 4.15) hat aber die Belastung der Transformatoren deutlich zugenommen, was durch die zusätzliche Blindleistung zu erklären ist. Bei den Leitungsbelastungen in Abb. 4.32 zeigt sich ein ähnliches Bild.

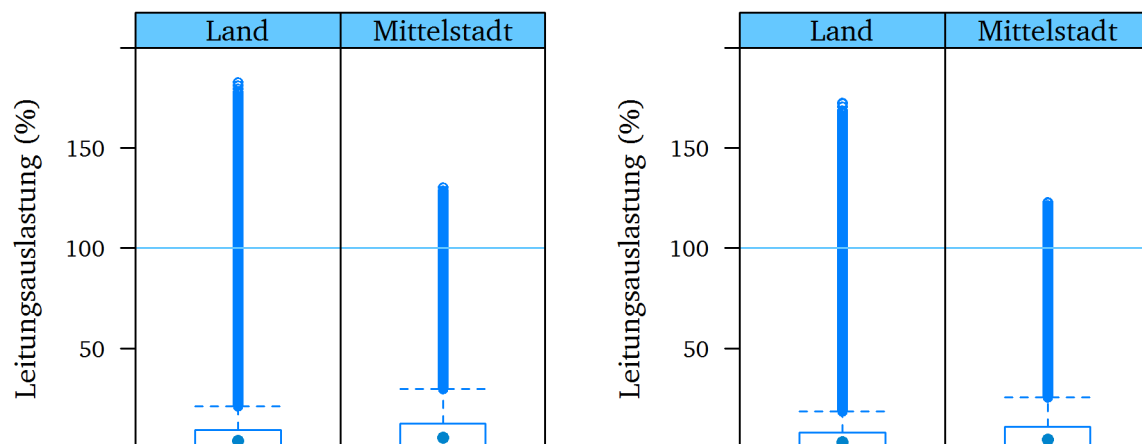


Abb. 4.32: Leitungsauslastung der beiden MS-Netze von Szenario 2 ( $\cos\varphi$  fix, links) und Szenario 3c ( $\cos\varphi(P)$ , rechts)

Im direkten Vergleich der beiden Szenarien schneidet das Szenario mit Kennlinie leicht besser ab. Gegenüber dem Szenario 1 ohne Regelung (siehe Abb. 4.16) ist ein Anstieg der Belastung zu verzeichnen. Weiterhin treten innerhalb der Blindleistungsszenarien Leitungsüberlastungen in der MS-Ebene häufiger auf als in der NS-Ebene.

Bei allen drei Kriterien zeigt sich, dass im MS-Netz Land die extremeren Werte auftreten als im MS-Netz Mittelstadt, was zu der Beobachtung passt, dass vor allem die NS-Netze im Gebiet

Land kritisch sind. Auch auf der MS-Ebene ist es charakteristisch für das Gebiet Land, dass im Vergleich zur Mittelstadt der Verkabelungsgrad geringer und die Stromkreislänge insgesamt deutlich größer ist. Außerdem ist im Gebiet Land, bei gleichem HS/MS-Transformator, die in den unterlagerten ONS installierte Transformatorleistung größer.

#### 4.4.3 Spannungsregelung am Ortsnetztransformator

In traditionell geplanten Verteilungsnetzen erfolgt die Beeinflussung der Spannung beim Endverbraucher durch Regelung des Transformators im UW, welcher das Hochspannungs- mit dem Mittelspannungsnetz verbindet. Folglich müssen sich alle Netzanschlusspunkte ab diesem UW-Transformator bis zur längsten Ausdehnung des NS-Netzes das gleiche Spannungsband von  $\pm 10\%$  teilen. Mehr als die Hälfte davon wird für den lastbedingten Spannungsfall im MS- und NS-Netz einschließlich des Ortsnetztransformators benötigt. Außerdem sind einige Prozentpunkte für die Stufenhöhe des Laststufenschalters am UW-Transformator zu reservieren. Auch wenn die genaue Aufteilung des Spannungsbandes von den tatsächlichen Verhältnissen im Netz bestimmt wird, bleiben nur etwa zwei bzw. drei Prozentpunkte für eine einspeisebedingte Spannungsanhebung im MS- bzw. NS-Netz, wie es in den entsprechenden Richtlinien festgelegt ist. Dieser Zusammenhang ist in Abb. 4.33 dargestellt.

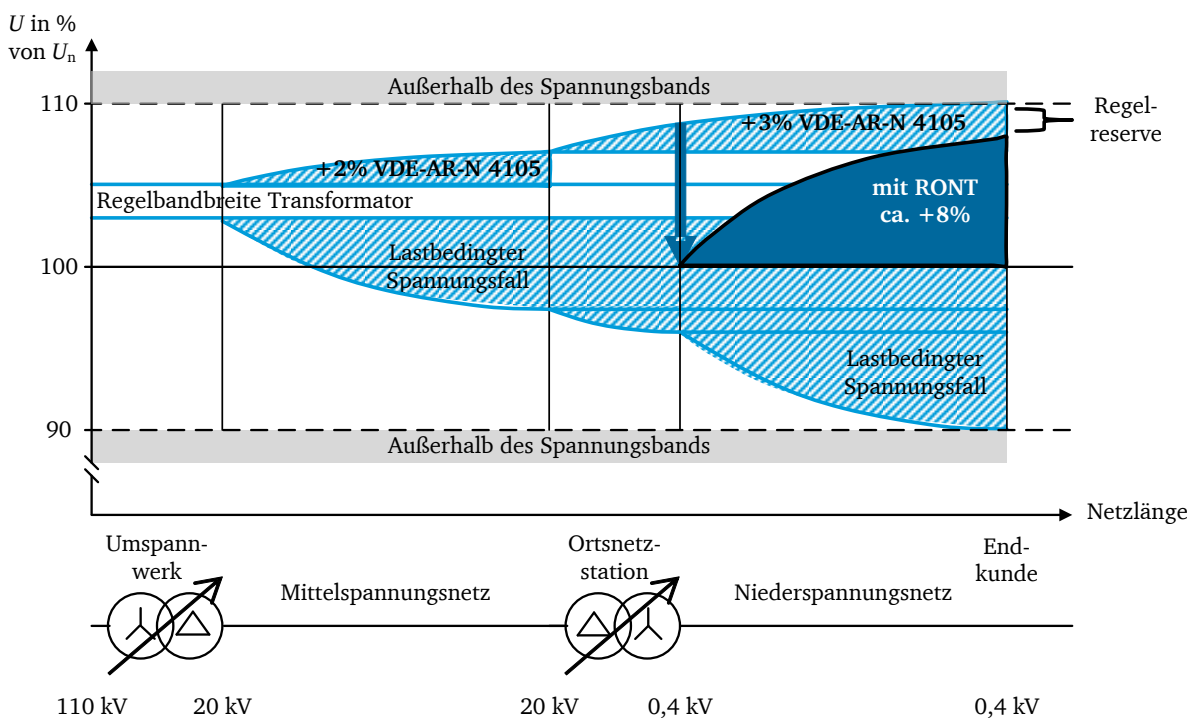


Abb. 4.33: Aufteilung des Spannungsbandes zwischen Umspannwerk und Endkunde [35]

Insgesamt wird dadurch die Aufnahmefähigkeit von Verteilungsnetzen für DEA stark eingeschränkt. Eine Abhilfemaßnahme besteht somit darin, zwischen UW und Endkunde spannungsregelnd einzugreifen. Eine Möglichkeit dazu bietet der regelbare Ortsnetztransformator (RONT), ein an sich neues Betriebsmittel, welches auf bewährten Prinzipien beruht. Neu ist für einen Ortsnetztransformator, dass das Übersetzungsverhältnis unter Last verändert werden kann. Die gängigen Varianten sind in Abb. 4.34 durch Prinzipschaltbilder dargestellt.

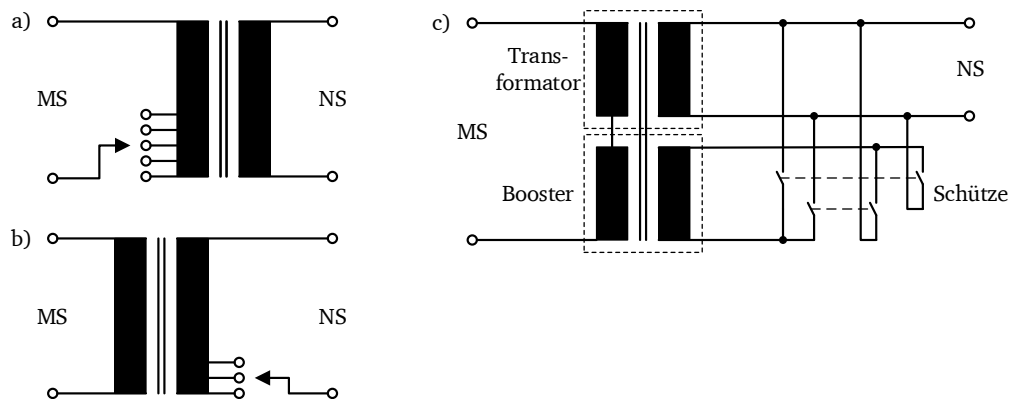


Abb. 4.34: Prinzipschaltbilder der gängigen Typen von regelbaren Ortsnetztransformatoren. a) Laststufenschalter oberspannungsseitig; b) Laststufenschalter unterspannungsseitig; c) mit Boostersystem.

Im Fall a) wird die Spannung durch einen Laststufenschalter an der Oberspannungsseite verändert, wie er bei Blocktransformatoren größerer Leistungsklassen standardmäßig eingesetzt wird. In diesem Fall stammen die Regelkomponenten von einem darauf spezialisierten Unternehmen, welche einige wenige Hersteller klassischer Verteiltransformatoren beliefert. Ein anderer Transformatorenhersteller verfolgt darüber hinaus die Eigenentwicklung eines Verteilungstransformators mitsamt Lastregelung an der Unterspannungsseite (Fall b)). Ein dritter Hersteller versieht seinen konventionellen Transformator mit einem Boostersystem (Fall c)). Hierbei werden mittels Lastschützen verschieden viele Stufen mit- oder gegenseitig zugeschaltet und so die Unterspannungsseite des Haupttransformators erhöht oder reduziert. Für alle drei Konzepte gibt es zahlreiche, teilweise mehrjährige Pilotprojekte. Der funktionale Aufbau sowie die gängigen Regelkonzepte eines RONT sind in Abb. 4.35 dargestellt.





---

Transformatoren und elektromechanische bzw. leistungselektronische Stufenschalter. Das Prinzip ist demnach ähnlich dem Fall c) aus Abb. 4.34 mit dem Unterschied, dass es keinen Haupttransformator gibt.

Grundsätzlich ist ein ESR ebenso in der Lage, ohne Einbindung in ein Kommunikationsnetz die Regelgröße lokal zu ermitteln. Fernregelung bzw. lastflussabhängige Spannungsregelung sind aber gleichermaßen umsetzbar. Dabei ist der ESR stets individueller auf die Gegebenheiten in einem Teilbereich des MS- und NS-Netzes anpassbar. Er eignet sich daher besonders für Netzstrukturen, bei denen nur einzelne Stränge von Spannungserhöhungen durch Rückspeisung betroffen sind. Er kann aber ebenso gut zwischen einem Standard Ortsnetztransformator und der Niederspannungsverteilung installiert werden, falls z.B. Platz- oder Gewichtsverhältnisse (bei Maststationen) gegen einen RONT sprechen.

Die Investitionskosten für regelbare Ortsnetztransformatoren liegen zur Zeit in etwa beim Zwei- bis Dreifachen gegenüber konventionellen Ortsnetztransformatoren gleicher Leistung. Es ist zu erwarten, dass im Zuge einer Standardisierung der Bauteile für die Regelung die Mehrkosten gegenüber einem konventionellen Transformator zurückgehen. Im Optimalfall wirkt sich der zusätzliche Regler entweder nur auf die Höhe oder nur auf die Grundfläche des Transformators aus. Dennoch sind möglicherweise bauliche Maßnahmen in der Station notwendig, nicht zuletzt falls auf Grund der Einspeisung ein leistungstärkerer Transformator eingesetzt werden muss.

Auch wenn von einem Hersteller die verwendeten mechanischen Laststufenschalter als wartungsfrei während der Lebensdauer des Transformators angegeben werden, gibt es für den Einsatz unter realen Bedingungen und somit für die tatsächlichen Betriebskosten noch wenig Erfahrungswerte. Aus konservativer Sicht ist somit davon auszugehen, dass bewegliche bzw. leistungselektronische Komponenten den Wartungsbedarf bzw. die Fehleranfälligkeit tendenziell erhöhen.

Zusätzliche Investitions- und Betriebskosten können bei einer abgesetzten Spannungsmessung durch die Datenkommunikation entstehen. Dies kann insbesondere dann nötig oder sinnvoll sein, wenn die Verteilung der Einspeiseanlagen auf die Abgänge einer Station zu heterogen ist.

Beim ESR gibt es auch Parallelen hinsichtlich der Kosten zum RONT; als entsprechendes unge-regeltes Betriebsmittel könnte ein Kabelverteilschrank genannt werden, dessen Funktion je nach Hersteller in das Gehäuse des Spannungsreglers integriert werden kann. Allerdings sind in diesem Fall die Kosten für Beschaffung und Installation (Tiefbau) erheblich größer. Bezogen auf die Bemessungsleistung ist ein ESR in etwa so teuer wie ein RONT, wobei die Zahl der

---

versorgten Kunden geringer ist. Wartung, Ausfälle und Datenkommunikationsaufwand sind noch mehr als beim RONT von der Technologie bzw. dem Einsatzort abhängig [36].

Auf Grund der begrenzteren Einsatzmöglichkeiten und des trotzdem relativ hohen Preises, wird der ESR tendenziell als Übergangslösung für vereinzelte lokale Spannungsbandprobleme eingeschätzt. Die Simulationen im Rahmen dieser Arbeit, welche am Ende auf ein Maximalszenario mit hoher Durchdringung an DEA abzielen, beschränken sich daher auf den Einsatz von RONTs.

Die Simulationen erfolgen nur in zwei bereits bekannten inkrementellen Konfigurationen (siehe Abschnitt 3.4): Status quo und zusätzliche DEA in repräsentativen NS-Netzen. Auf eine MS-Betrachtung wird verzichtet, da eine vergleichbare Umsetzung mit der gewählten Vorgehensweise nicht möglich ist. Für die NS-Betrachtung werden die Transformatoren in den ONS um eine Regelung ergänzt. Diese besitzt in jede Richtung vier Stufen mit einer Höhe von 1,5 %, somit ergibt sich eine Regelbandbreite von  $\pm 6$  %. Der Sollwert wird auf 100 % festgelegt; es wird jedoch unterschieden, auf welchen Knoten dieser angewendet werden soll.

- Bei der lokalen Spannungsregelung (Sz4a) wird die Spannung an der NS-Sammelschiene des ONS geregelt.
- Bei der entfernten Spannungsregelung (Sz4b) wird die Spannung an einem zu definierenden Knoten im NS-Netz geregelt. Dieser wird danach bestimmt, wo im Szenario 1 die größte Spannungsanhebung vorliegt.

Die Häufigkeitsverteilung der Spannungen über alle Knoten je NS-Netz und über zwei Jahre ist in Abb. 4.36 als Boxplot dargestellt.

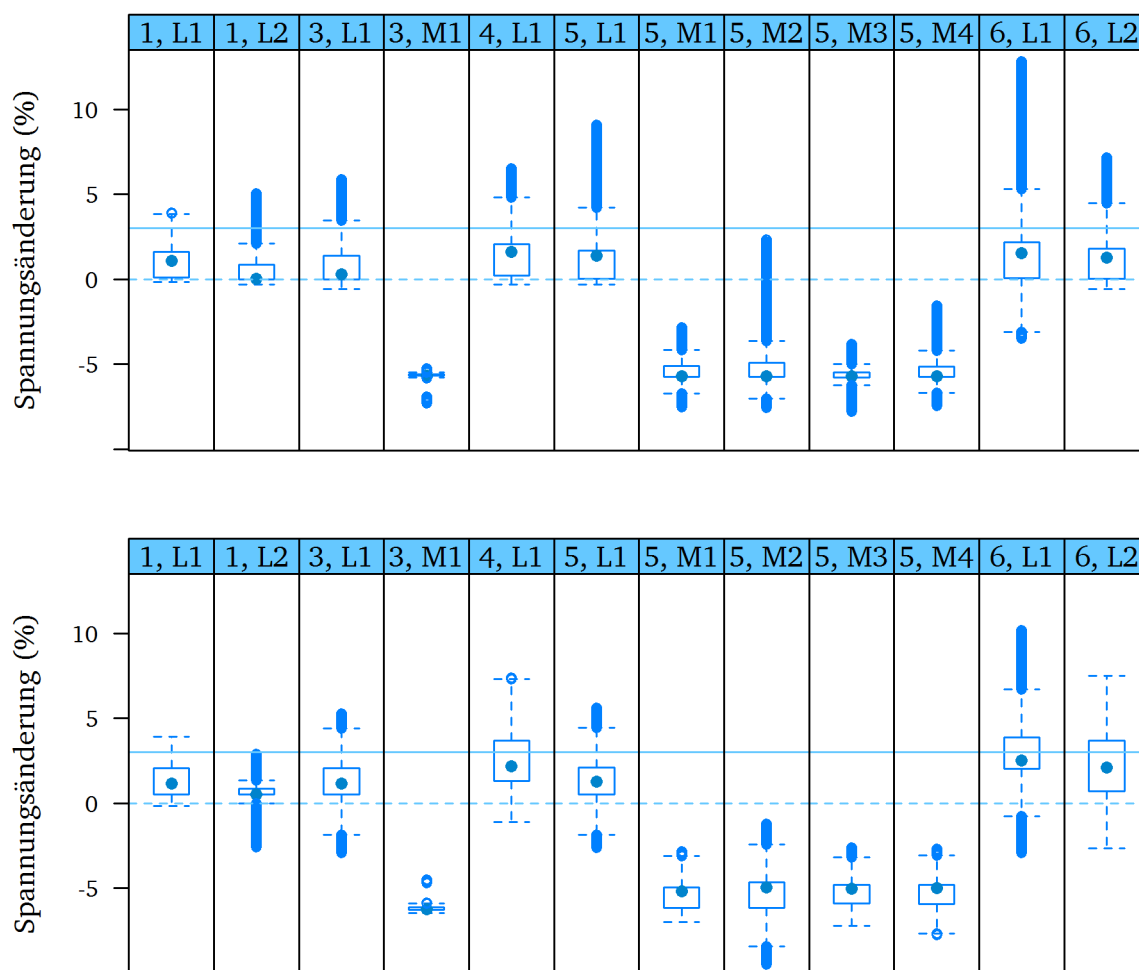


Abb. 4.36: Differenz der Knotenspannungen der zwölf repräsentativen NS-Netze von Szenario 4a (lokale Spannungsregelung, oben) und Szenario 4b (entfernte Spannungsregelung, unten) durch RONT gegenüber Szenario 0 (ohne PV-Einspeisung)

Auf den ersten Blick gleichen die Graphiken eher der Ausgangslage im bestehenden Netz (Szenario 1) als den vorigen Szenarien mit Blindleistungsregelung (Szenarien 2 und 3c). So liegen die Punkte zunächst weiter auseinander als bei der Blindleistungsregelung. Dies kommt daher, dass der RONT an einer Stelle im Netz ansetzt, die Blindleistungsregelung aber bei allen Versachern. Die Ausreißer bei lokaler Regelung sind ähnlich hoch wie in der Ausgangslage, aber weniger zahlreich. Letzteres ist an den größeren Boxen erkennbar, so dass mehr Werte in einem engen Bereich liegen. Da die entfernte Regelung gerade an Knoten mit der größten Spannungsänderung ansetzt, sind in diesem Szenario die Ausreißer deutlich niedriger. Die Punkte für die Netze aus dem mittelstädtischen Gebiet liegen überwiegend unterhalb der Null-Linie, da im bestehenden Netz die Knotenspannungen bereits ohne Vorbelastung höher als der mit RONT gewählte einheitliche Sollwert von 400 V sind.

---

Wie bei den Darstellungen in den vorigen Unterabschnitten ist die Rangfolge der einzelnen Netze zueinander ähnlich. Hinsichtlich Spannungsanhebung weisen die kritischsten der zwölf NS-Netze folgende Merkmale (gemäß Unterabschnitt 3.1.2) auf:

1. 6, L1: geringer Kabelanteil von nur 60 %, über 600 Meter Leitungslänge pro Abgang vorwiegend strahlenförmig
2. 5, L2: geringe Netzbelastung in der Ausgangslage
3. 6, L2: geringer Kabelanteil von nur 60 % und über 500 Meter Leitungslänge pro Abgang

Ohne separate Graphik sei erwähnt, dass die Auslastung des Transformators in den Szenarien mit RONT nahezu unverändert gegenüber Szenario 1 ist. Bei den Leitungen trifft dies auf die durchschnittliche Auslastung ebenfalls zu. Lediglich bei den stark belasteten Leitungen ist eine etwas höhere Maximallast festzustellen. Dies liegt daran, dass die PV-Anlagen als Elemente mit konstanter Leistung modelliert sind, während für die Leitungsauslastung der Strom maßgeblich ist. Bei nunmehr niedrigeren Spannungen fließt daher ein höherer Strom.

Die Heatmaps in Abb. 4.37 und Abb. 4.38 zeigen am deutlichsten den Unterschied in der Betriebsweise des RONT.

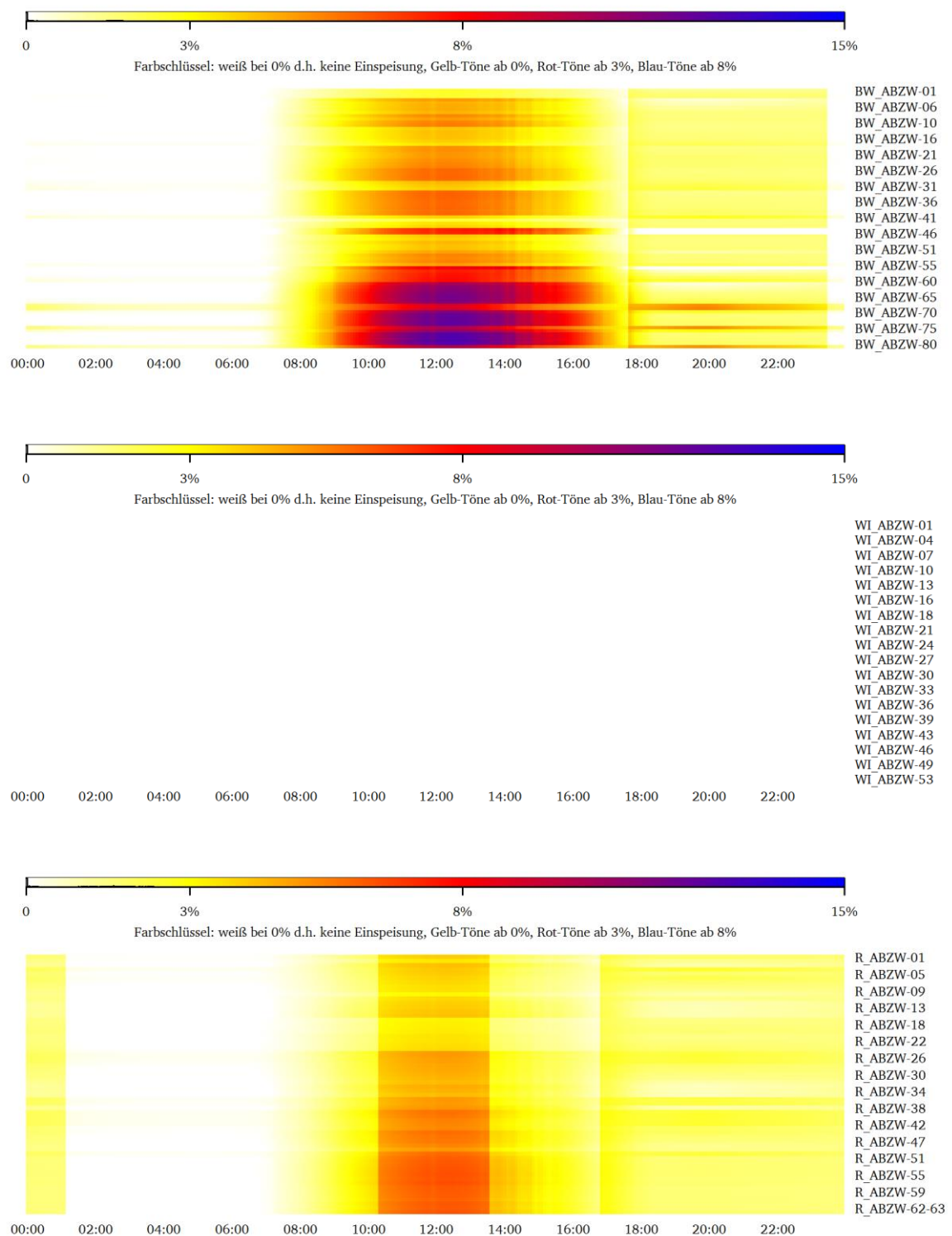


Abb. 4.37: Heatmap der Spannungsanhebungen der Netze „6, L1“ (oben), „5, M1“ (Mitte) und „4, L1“ (unten) für Szenario 4a (lokale Spannungsregelung)

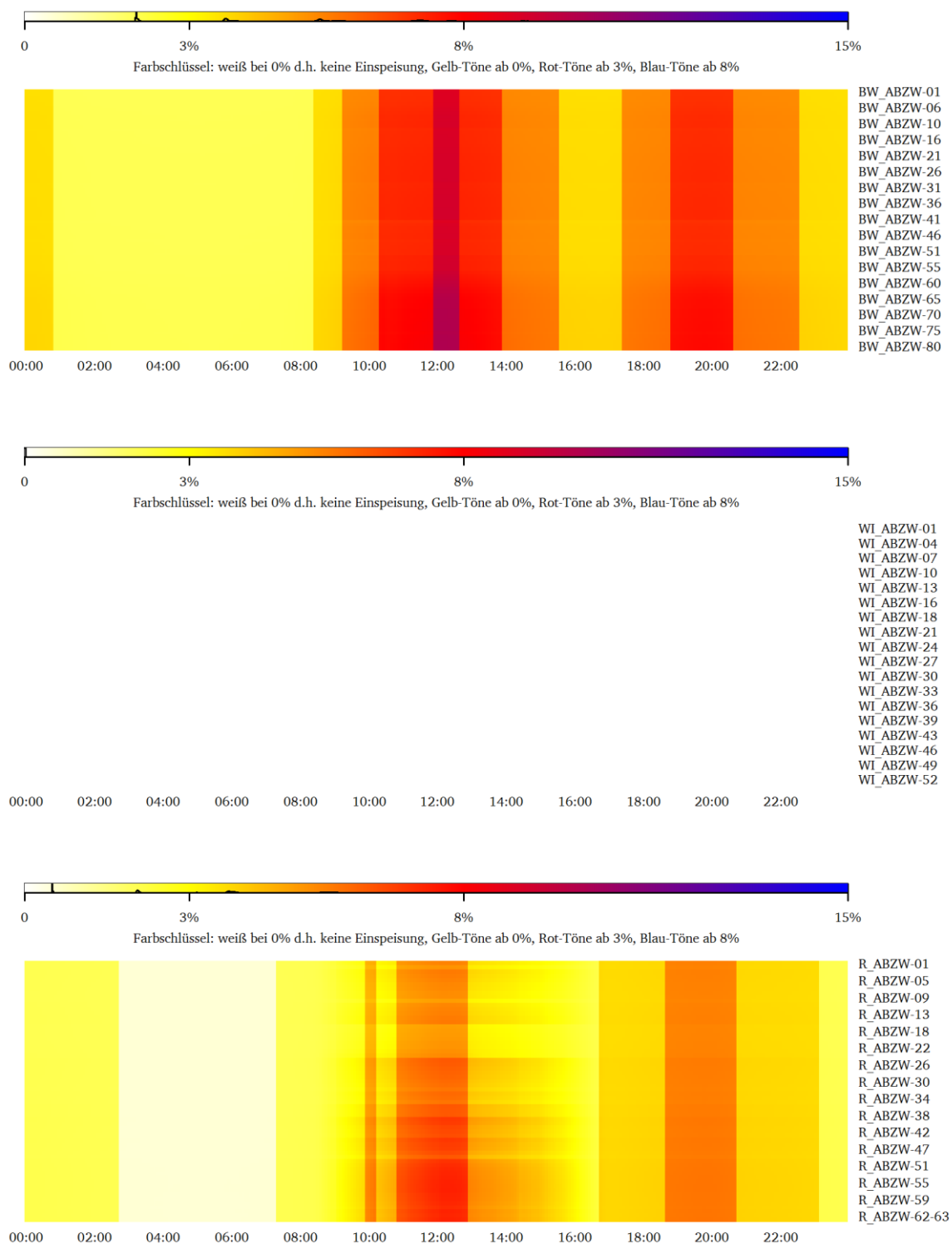


Abb. 4.38: Heatmap der Spannungsanhebungen der Netze „6, L1“ (oben), „5, M1“ (Mitte) und „4, L1“ (unten) für Szenario 4b (entfernte Spannungsregelung)

Ein diskreter Farbwechsel zeigt eine sprunghafte Spannungsänderung an. Folglich findet zu diesen Zeitpunkten ein Stufenwechsel am Transformator statt. Bei lokaler Regelung an der Sammelschiene in der ONS (Abb. 4.37) geschieht dies seltener als bei abgesetzter Regelung an

---

einem entfernten Knoten im Netz (Abb. 4.38). Außerdem zeigt sich im ersten Fall (Abb. 4.37) ein ähnliches Bild mit einer relativ großen Streuung der Werte über das gesamte Netz. Im zweiten Fall (Abb. 4.38) sind gerade durch den entfernt gewählten Referenzknoten die großen Abweichungen dort reduziert. Gezeigt ist wieder jeweils der Tag mit der maximalen Spannungsanhebung. In diesen Extremsituationen kommt es zu höheren Spannungsanhebungen als im vorigen Unterabschnitt in den Szenarien mit Blindleistungsregelung. Allerdings lässt sich argumentieren, dass beim Vorhandensein eines RONT eine höhere Spannungsanhebung zulässig ist. Hierzu ist auf die Aufteilung des Spannungsbandes gemäß Abb. 4.33 verwiesen. Die Niederspannungsrichtlinie ist darauf ausgelegt, dass die Grenzwerte nach DIN EN 50160 eingehalten werden, wenn die letzte direkte Spannungsregelung am Abgang des UW passiert. Mit dem RONT steht wieder das gesamte Band ab der ONS zur Verfügung, so dass ein Anstieg der Spannung auf 108 % der Netznennspannung vertretbar erscheint.

Die weiße Fläche in der Graphik des NS-Netzes aus dem mittelstädtischen Gebiet ist der Wahl der Ausgangslage geschuldet. Durch einheitliche Festlegung des Sollwertes auf 100 % ist die Spannung dort in allen Fällen tiefer als ohne RONT. Aber letztendlich zeigt dies, dass ein RONT auch ohne das Vorhandensein von DEA zur Verbesserung des Netzbetriebs beitragen kann.

Bei der entfernten Spannungsregelung kommen grundsätzlich weitere Bezugspunkte in Frage. In der Theorie bzw. Simulation sind dies alle dem RONT unterlagerten Knoten, in der Praxis scheiden zum Beispiel Muffen aus, weil sie nicht zugänglich sind und somit dort keine abgesetzte Spannungsmessung möglich ist. In [37] wird dies für eines der zwölf repräsentativen NS-Netze und anhand von drei ausgewählten Tagesverläufen genauer untersucht. Dazu wird der Bezugspunkt für die entfernte Spannungsregelung an drei verschiedenen Orten im NS-Netz platziert. Gleichzeitig werden dort zwei verschiedene RONT-Typen mit unterschiedlicher Stufenanzahl und -höhe verglichen. Die Ergebnisse dafür sind in Abb. 4.39 dargestellt.

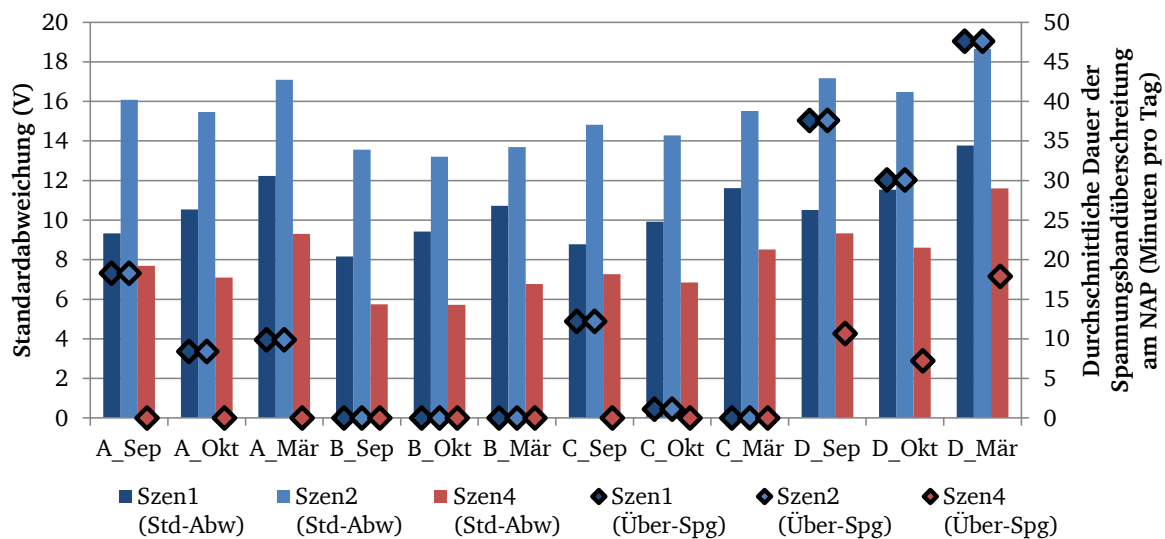


Abb. 4.39: Vergleich von Stufenanzahl und -höhe beim RONT

Die Großbuchstaben A bis D bezeichnen unterschiedliche Konfigurationen, gefolgt von dem Tagesverlauf (September, Oktober und März). Das Referenzszenario wird hier als Szen1 bezeichnet. Bei Szen2 kommt der RONT-Typ mit einer Stufe je Richtung zu 10 % zum Einsatz, bei Szen4 der Typ mit vier Stufen je Richtung zu 2,5 %. Gezeigt ist die Standardabweichung in Volt der Einzelwerte je Tag vom Sollwert 400 V (Balken, linke Ordinate) sowie die Dauer der Spannungsbandüberschreitungen je Tag (Rauten, rechte Ordinate). Die Standardabweichung ist bei Szen4 nur halb so groß wie bei Szen2 und die Spannungsbandüberschreitungen treten, wenn überhaupt, dreimal seltener auf, weshalb für die vorliegende Arbeit die Stufenzahl vier beibehalten wurde und die Stufenhöhe auf 1,5 % weiter verkleinert wurde. Die Platzierung der Spannungsmessung für die entfernte Regelung ist in Abb. 4.40 nach denselben Kriterien verglichen.

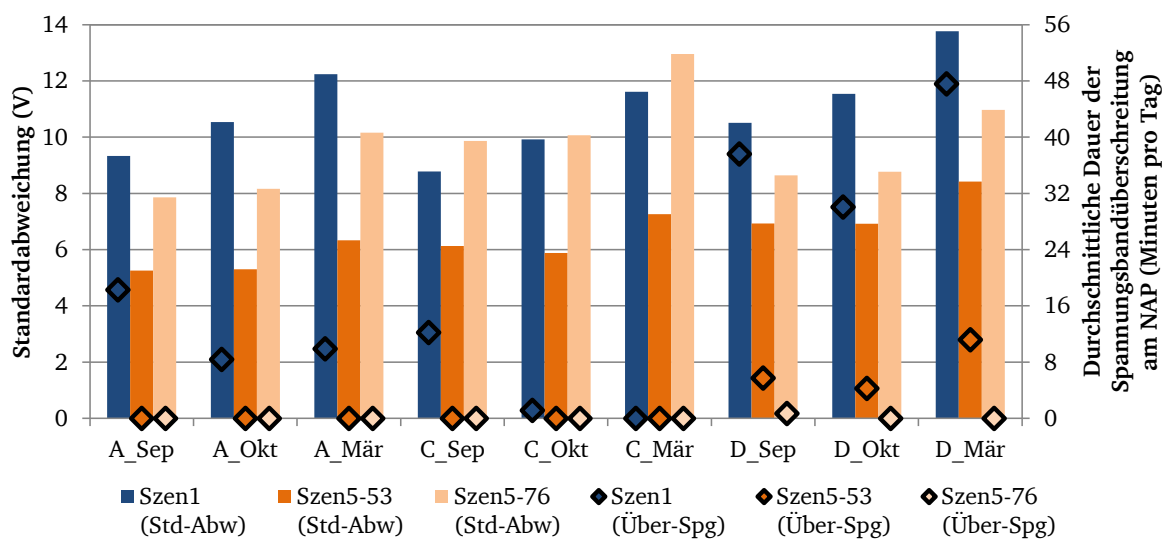


Abb. 4.40: Vergleich des Knotens für die Fernregelung beim RONT



Bei Szen5-53 befindet sich die Fernregelung an einem Punkt in der Mitte des NS-Netzes; bei Szen5-76 nahe dem Ende eines Ausläufers mit hohen Spannungswerten. Hinsichtlich Standardabweichung führt ein Punkt eher in der Mitte des NS-Netzes stets zu besseren Ergebnissen. Lediglich bei extrem ungleichmäßiger Verteilung der DEA (Konfiguration D) kommt es hier zu mehr Spannungsbandüberschreitungen. Vor diesem Hintergrund ist die Festlegung in der vorliegenden Arbeit auf den Knoten mit der größten Spannungsanhebung im Ausgangsszenario als Worst-Case-Betrachtung zu sehen.

Anstelle einer detaillierten MS-Betrachtung wird ebenfalls auf eine frühere Publikation verwiesen. In [38] wird im Gebiet Land eine andere MS-Konfiguration untersucht. Ein Unterschied besteht darin, dass nicht alle NS-Netze als aggregierte Lasten modelliert werden. Vielmehr wird etwa jedes zehnte NS-Netz detailliert oder vereinfacht nachgebildet. Weiterhin sind neben den DEA in den NS-Netzen auch einzelne DEA mit größerer Leistung direkt im MS-Netz vorgesehen. Dadurch ist es möglich, die Auswirkungen des RONT auch auf der Spannungsband der MS-Ebene zu untersuchen. In Abb. 4.41 wird ein durchschnittlicher Tagesverlauf betrachtet.

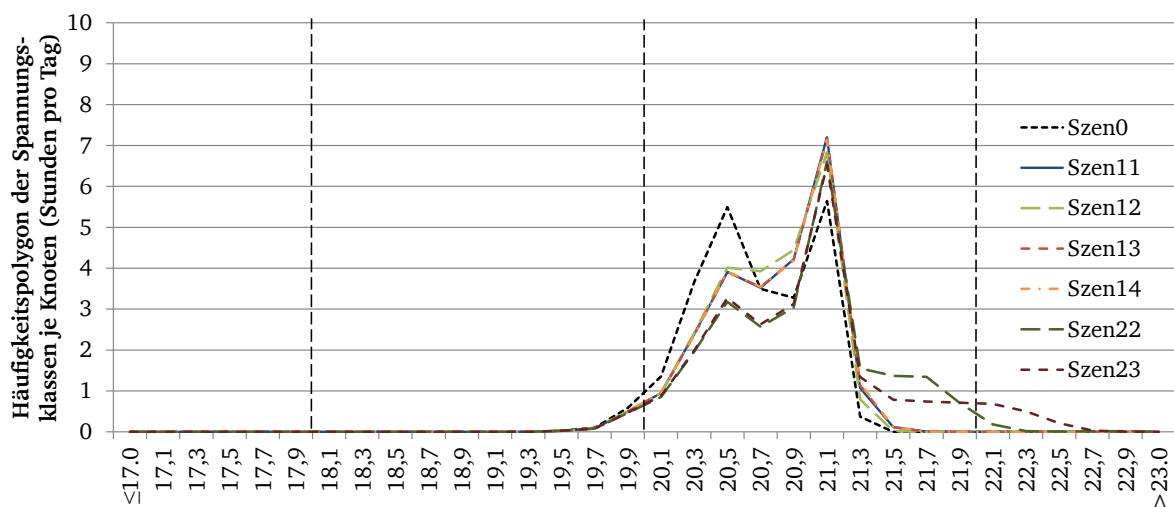


Abb. 4.41: Häufigkeitsverteilung der Spannungen auf der MS-Seite der ONS in kV

Die simulierten Spannungen auf der MS-Seite der ONS werden in Klassen mit einer Breite von 200 V eingeteilt. Dargestellt ist deren Häufigkeitsverteilung in Stunden pro Tag. Bei den Szenarien Szen1x sind nur DEA im NS-Netz, bei den Szenarien Szen2x sind zusätzliche DEA im MS-Netz vorhanden. Bei Szen2x treten häufiger höhere Spannungen in der MS-Ebene auf als bei Szen1x. Weiterhin wird in Abb. 4.42 das Ausmaß der Spannungsschwankungen monatsweise verglichen.

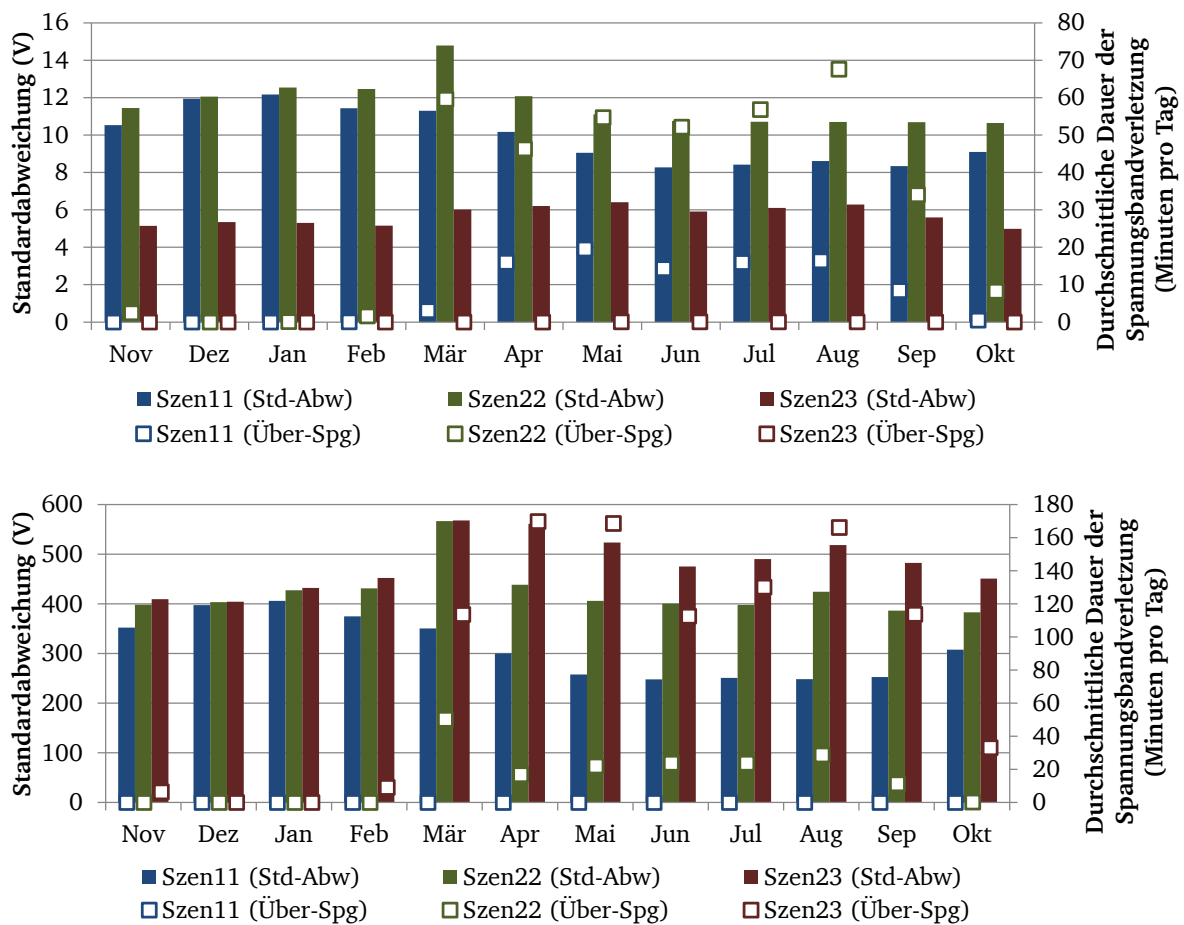


Abb. 4.42: Vergleich der Spannungen an den Enden der NS-Abgänge (oben) und an der MS-Seite der ONS (unten)

Hier wird die Standardabweichung in Volt der Einzelwerte je Tag vom Sollwert (Balken, linke Ordinate) sowie die Dauer der Spannungsbandüberschreitungen je Tag (Quadrate, rechte Ordinate) gezeigt. Das Szenario Szen11 dient als Referenz ohne jegliche Regelung, allerdings nur mit DEA in der NS-Ebene. Bei Szenario Szen22 erfolgt Blindleistungsregelung, bei Szenario Szen23 kommt ein RONT zum Einsatz; in beiden Fällen sind zusätzliche DEA im MS-Netz vorhanden. Während der Einsatz von RONT dazu führt, dass in den NS-Netzen (oberes Bild) die Spannungsschwankungen deutlich reduziert werden, da sich die Werte um den Sollwert herum häufen und Ausreißer zurückgehen, und die saisonalen Unterschieden verschwinden, ist die Situation im MS-Netz (unteres Bild) differenzierter. Einerseits kommt es durch den Einsatz von RONT im MS-Netz zu höheren Spannungsschwankungen als ohne Regelung; diese sind sogar nochmals höher als mit Blindleistungsregelung am Wechselrichter. Andererseits sind sie besonders hoch im Sommer bei starker PV-Rückspeisung, wohingegen zu diesem Zeitpunkt die Spannungsschwankungen ohne Regelung sogar zurückgehen. Die Auslastungen des HS/MS-Transformators sowie der MS-Leitungen wurden in dieser Publikation nicht ausgewertet.

#### 4.4.4 Zwischenfazit

Nachdem die Szenarien einzeln vorgestellt wurden, sollen sie abschließend vergleichend dargestellt werden. Dazu werden die Häufigkeitsverteilungen reduziert, und zwar auf die drei wesentlichen Werte Mittel-, Minimal- und Maximalwert. Es wird hierfür eine Netzgraphik zur gleichzeitigen Darstellung der NS-Netze gewählt.

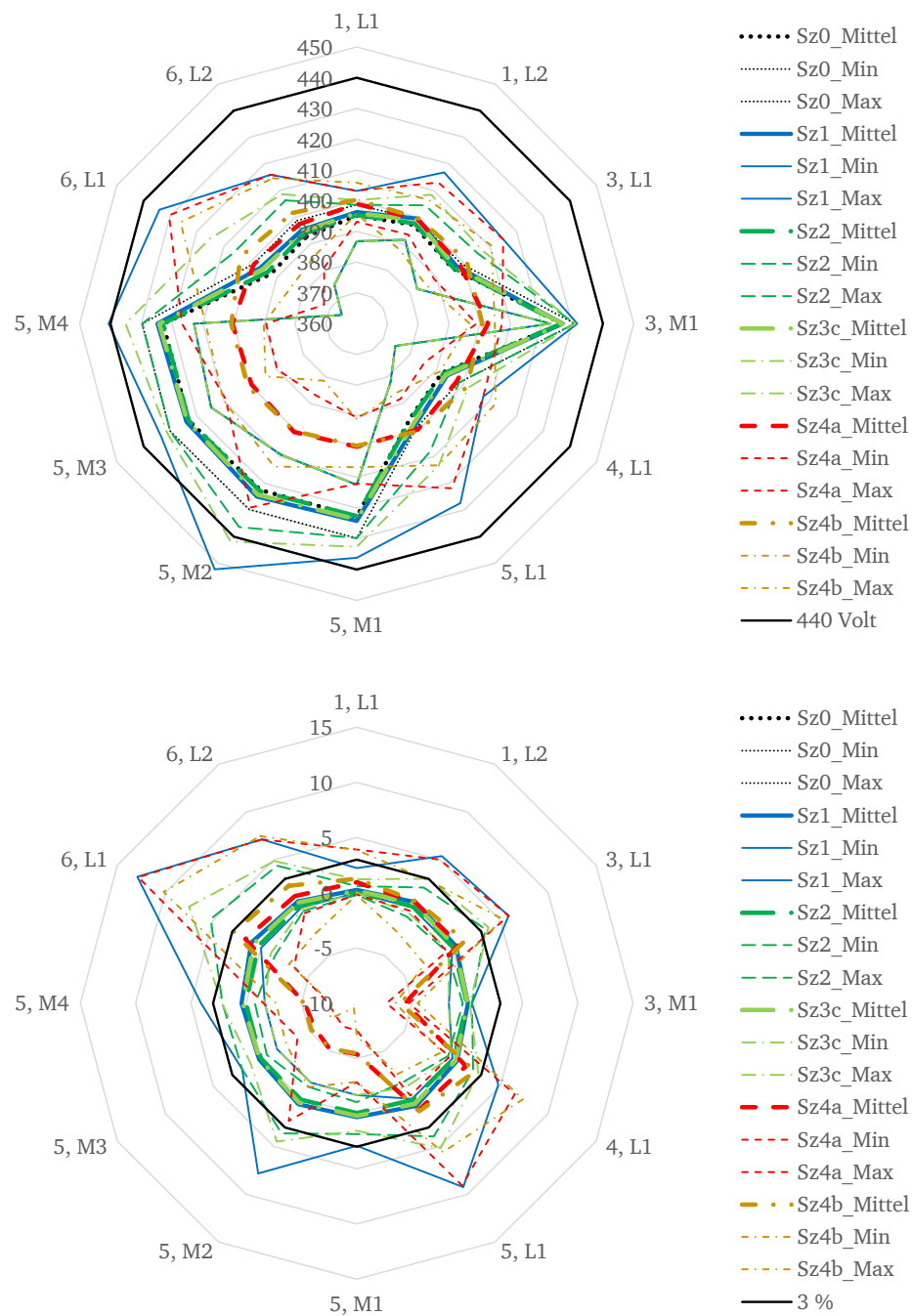


Abb. 4.43: Knotenspannung (oben) und Differenz der Knotenspannungen gegenüber Sz0 (unten) für alle zwölf NS-Netze

---

Die einzelnen Szenarien unterscheiden sich in der Linienart und -farbe. Minimal- und Maximalwerte sind dünner gezeichnet als die Mittelwerte.

In Abb. 4.43 sind die Netzgraphiken für die Knotenspannungen zu sehen. Hierbei ist die Ausgangslage für die zwölf NS-Netze unterschiedlich. Der relative Verlauf der Kurven zueinander ist zwangsläufig gleich, weil im Bild unten jeweils die Differenz der einzelnen Szenarien gegenüber dem (gleichen) Null-Szenario dargestellt ist. Es fällt auf, dass sich durch Blindleistungsregelung die Mittel- und Minimalwerte der Knotenspannungen nur wenig verschieben, erkennbar an den nahezu übereinanderliegenden dunkel- bzw. hellgrünen und blauen Linien. Der nahezu runde Kreis knapp über der Null-Linie im unteren Bild deutet darauf hin, dass die durchschnittlichen Änderungen für alle NS-Netze ähnlich gering sind. Demgegenüber werden die Maximalwerte stets, wenn auch unterschiedlich stark, reduziert. Bei den Szenarien mit Spannungsregelung am Ortsnetztransformator (rote und orange Linien) wird die Entkopplung der MS- von der NS-Ebene deutlich. Hier liegen die Mittelwerte der Knotenspannungen (oberes Bild) von allen NS-Netzen etwa gleich auf, während in den anderen Szenarien der Einfluss der MS-Ebene zu sehen ist; bei den ländlichen Netzen („L“ im Namen) ist das Grundniveau niedriger als in der Mittelstadt („M“ im Namen). Dies hat zur Folge, dass die Spannungsänderungen (unteres Bild) mitunter negativ ausfallen.

In Abb. 4.44 sind die Auslastungen der Betriebsmittel Transformator (oben) und Leitungen (unten) zu sehen. Es fällt der große Unterschied zwischen durchschnittlicher und maximaler Leitungsauslastung auf, während die minimale kaum von Null verschieden ist. Ein Zusammenhang zwischen Transformator- und Leitungsbelastung ist nicht systematisch erkennbar. Dies liegt daran, dass pro NS-Netz genau 1 Transformator, aber etwa zwischen 10 und 100 Leitungen vorhanden sind. Somit ist bei den Transformatoren keine repräsentative Aussage möglich.

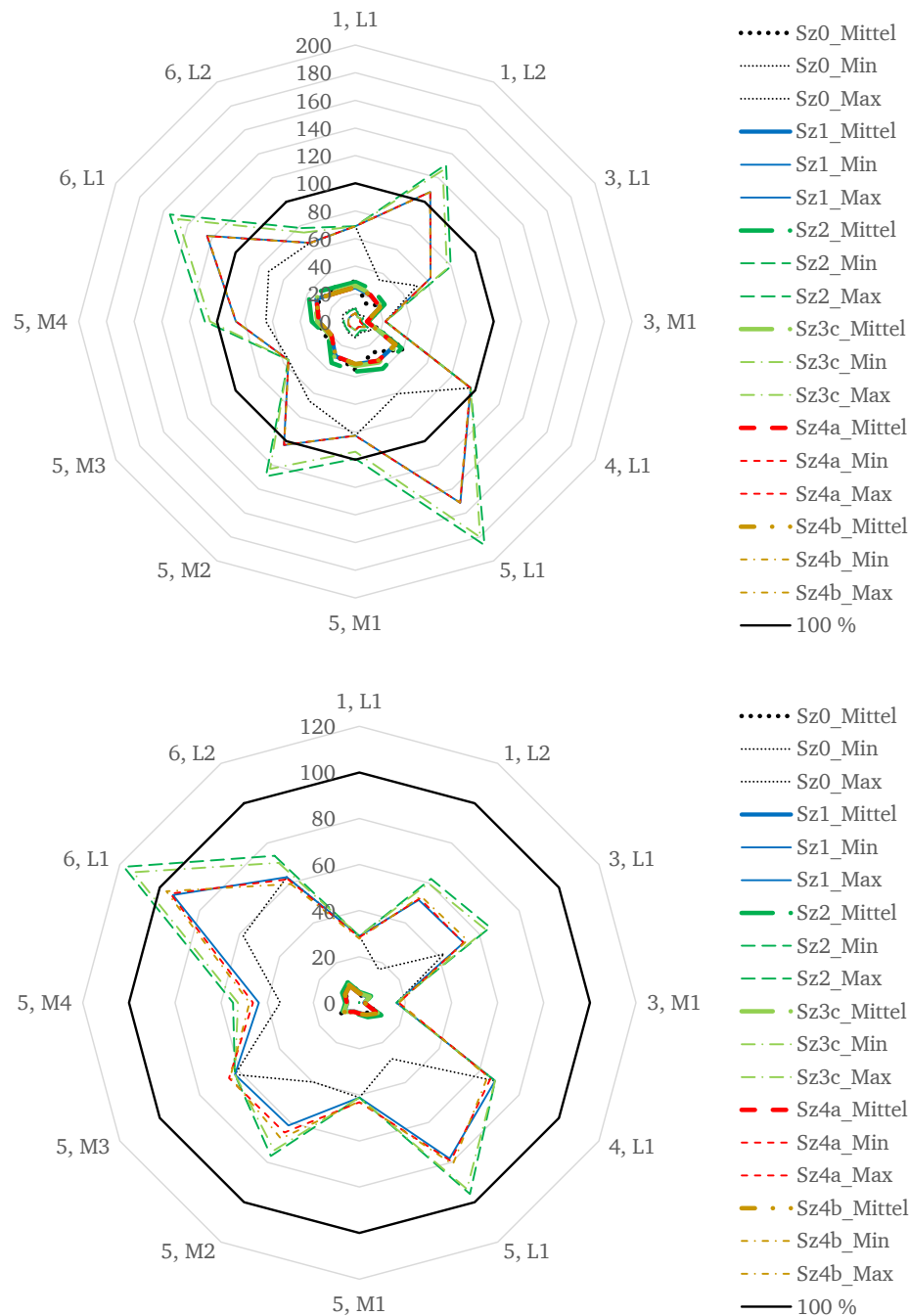


Abb. 4.44: Transformatorauslastung (oben) und Leitungsauslastung (unten) für alle zwölf NS-Netze

Das Spannungsband soll noch auf eine andere Weise dargestellt werden. Es ist festzustellen, dass durch Wirk- und Blindleistungsregelung die Spannungsanhebung zwar am Ort der Verursachung reduziert wird. Deren Wirksamkeit ist aber von weiteren Einflussgrößen wie der Netzimpedanz abhängig. Deswegen ist dies vor allem bei einer großen Anzahl von DEA pro Strang oft nicht mehr ausreichend. Der Vorzug des RONT besteht darin, dass damit die Spannung des gesamten Strangs abgesenkt werden kann. Durch abgesetzte Spannungsmessung kann die tat-

sächliche Situation im Netz genauer erfasst werden, wodurch das Spannungsband besser ausgenutzt werden kann. Der Zusammenhang hinsichtlich des Spannungsverlaufs entlang eines NS-Abgangs ist in Abb. 4.45 dargestellt.

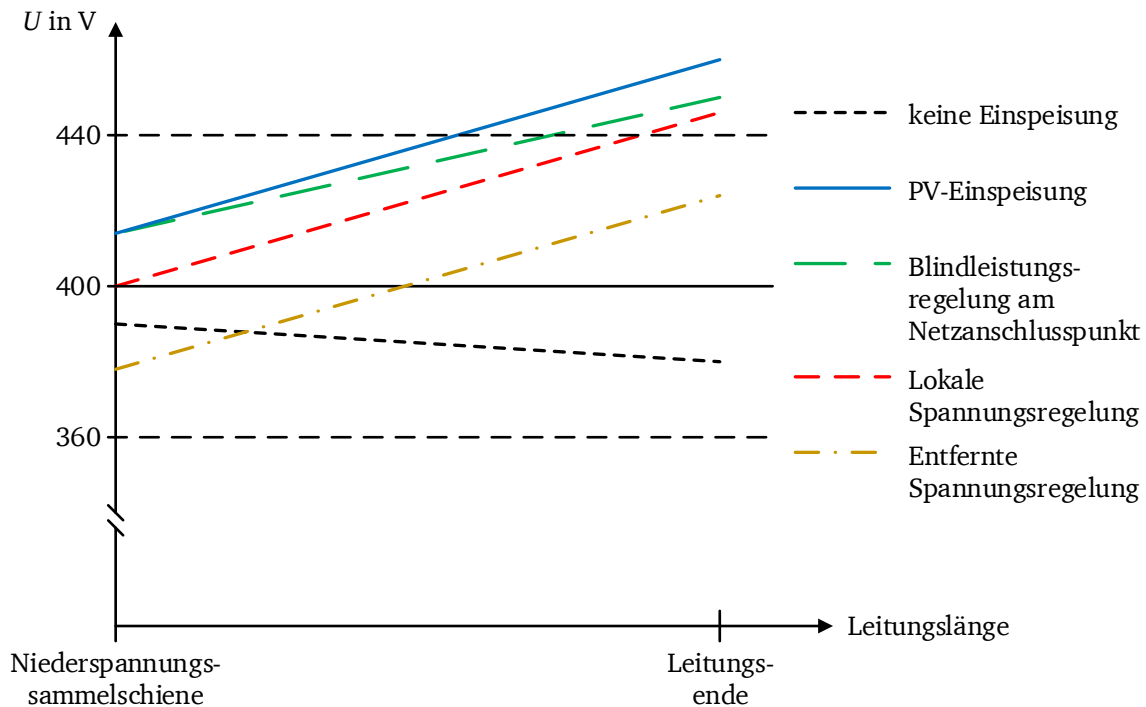


Abb. 4.45: Zusammenhang zwischen Spannungs- und Blindleistungsregelung

Für die Bewertung der Alternativen sind aber noch weitere Aspekte zu berücksichtigen. So geht die reine Wirkleistungsregelung mit den größten finanziellen Einbußen für den Anlagenbetreiber einher, sofern die abgeregelte Energie nicht entschädigt wird. Auf die Blindleistungsregelung trifft dies so nicht zu, weil diese nicht vergütet wird. Der Netzbetreiber ist dennoch an einem möglichst ausgeglichenen Blindleistungshaushalt interessiert und muss gegebenenfalls an anderer Stelle für Kompensation sorgen oder höhere Leitungsverluste in Kauf nehmen. Bei den Regelmöglichkeiten ist gemeinsam, dass sie am Ort der DEA und somit der Ursache für die Spannungsanhebung wirken. Dies bedeutet aber auch, dass in den meisten Fällen ein direkter Durchgriff des Netzbetreibers fehlt. Es werden Sollwerte vorgegeben, bestenfalls rückgemeldet, aber die regelnden Betriebsmittel sind Teil der DEA und damit in der Regel im Eigentum eines Netzkunden. Im Gegensatz dazu sind spannungsregelnde Betriebsmittel wie RONT und grundsätzlich auch ESR Teil des Verteilungsnetzes und als solche zuverlässiger durch den VNB zu kontrollieren. Allerdings wirken sie gleichermaßen auf alle unterlagerten Netzkunden, auch auf solche ganz ohne dezentrale Einspeisung. Die Regelungsaufgabe wird dadurch einfacher, dass

im Falle von RONT weniger einzelne Geräte angesprochen werden müssen, um die gleiche Wirkung zu erzielen. Aus diesem Grund ist der Einsatz von RONT umso effizienter, je mehr DEA im Netz vorhanden sind.

Weiterhin ist festzuhalten, dass im Falle von Grenzwertverletzung bei der Betriebsmittelauslastung ein Netzausbau oder ein Eingriff in den Wirkleistungsfluss unumgänglich ist. Neben der Abregelung käme auch eine zeitliche Entkopplung durch Speicher in Frage, was aber im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet wird. Trotz aller alternativen Maßnahmen sollte dennoch die Verringerung der Netzimpedanz durch konventionelle Leitungsverstärkung nicht kategorisch ausgeschlossen werden.

In Tabelle 4.4 sind die verschiedenen Optionen mit den jeweils größten Treibern für Investitions- und Betriebskosten sowie der Durchgriffsmöglichkeit des VNB benannt sowie die Eignung zur Einhaltung der Strom- bzw. Spannungsgrenzwerte bewertet.

Tabelle 4.4: Abschließende Bewertung aller Optionen

Option	Investitionskosten	Betriebskosten	Durchgriff VNB	Spannung	Überlast
Netzausbau konventionell	Aluminium, Kupfer, Eisen	Keine	Ja	++	++
Regelung Wirkleistung (inkl. Speicher)	ggf. Speicher; ggf. Datenübertragung	ggf. Datenübertragung	zum Teil	+	++
Regelung Blindleistung	Leistungselektronik; ggf. Datenübertragung	ggf. Datenübertragung	zum Teil	++	—
Regelung Spannung	Stufensteller u. ggf. Messgeräte, Datenübertragung	ggf. Messung und Datenübertragung	Ja	++	0





---

## 5 Zuverlässigkeit

---

Die zentrale Frage dieses Kapitels ist, ob bzw. wie sich die Zuverlässigkeitskenngrößen durch eine steigende Durchdringung von dezentralen Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) verändern bzw. verschlechtern. Eine offensichtliche Rolle sollten dabei höhere Ströme in Rückspeiserichtung und somit eine höhere Auslastung der Betriebsmittel spielen. Dies kann einerseits eine schnellere Alterung und damit eine größere Fehleranfälligkeit zur Folge haben. Andererseits gehen im Ring- und Maschennetz Auslastungsreserven verloren, so dass im Falle eines Ausfalls weniger Umschaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung bestehen. Da in dieser Arbeit der Fokus auf dem System und nicht auf Betriebsmitteln liegt, wird nur der zweite Fall mittels Simulationen untersucht. Eine denkbare positive Auswirkung von DEA, nämlich die autonome Versorgung im Falle eines Fehlers im vorgelagerten Netz, wird nicht untersucht. Inselnetzfähigkeit ist im Umfeld der untersuchten Netzgebiete momentan und auf absehbare Zeit keine Anforderung an die PV-Wechselrichter, weshalb die eingesetzten Geräte dazu auch nicht in der Lage sind. Aus diesem Grund ist auch die Zuverlässigkeit der PV-Wechselrichter nicht von Bedeutung. Es handelt sich zwar um ein zusätzliches Netzbetriebsmittel, welches durch sein Ausfallverhalten die Zuverlässigkeit beeinflusst. Allerdings betrifft dies in aller Regel nur den Anlagenbetreiber, der dann nicht einspeisen kann. Auf das Verteilungsnetz als solches hat dies keine negative Auswirkung.

---

### 5.1 Grundlagen

---

Eine hohe Versorgungszuverlässigkeit ist eine der wesentlichen Eigenschaften, durch welche sich viele elektrische Netze in Europa auszeichnen. Aus Sicht des Endkunden definiert sie sich in erster Linie durch eine ununterbrochene Versorgung, also eine hohe Verfügbarkeit bzw. Kontinuität. In Abb. 5.1 wird diese gegenüber anderen Qualitätsbegriffen im Bereich der Dienstleistung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens abgegrenzt. Während bei der Versorgungszuverlässigkeit im Wesentlichen die nicht gelieferte elektrische Energie gemessen wird, geht es bei der Spannungsqualität (siehe Unterabschnitt 4.2.2) um die Normkonformität der gelieferten elektrischen Energie. Gerade in einem zunehmend wettbewerblichen Umfeld ist als nicht-technische Größe außerdem die kommerzielle Qualität von Bedeutung, die die Geschäftstätigkeit des EVU mit einem Kunden beschreibt. Ebenfalls nicht Teil der Versorgungszuverlässigkeit ist die Versorgungssicherheit, bei der es in erster Linie um die Verfügbarkeit der Ressourcen (z.B. Brennstoffe für Kraftwerke) geht.

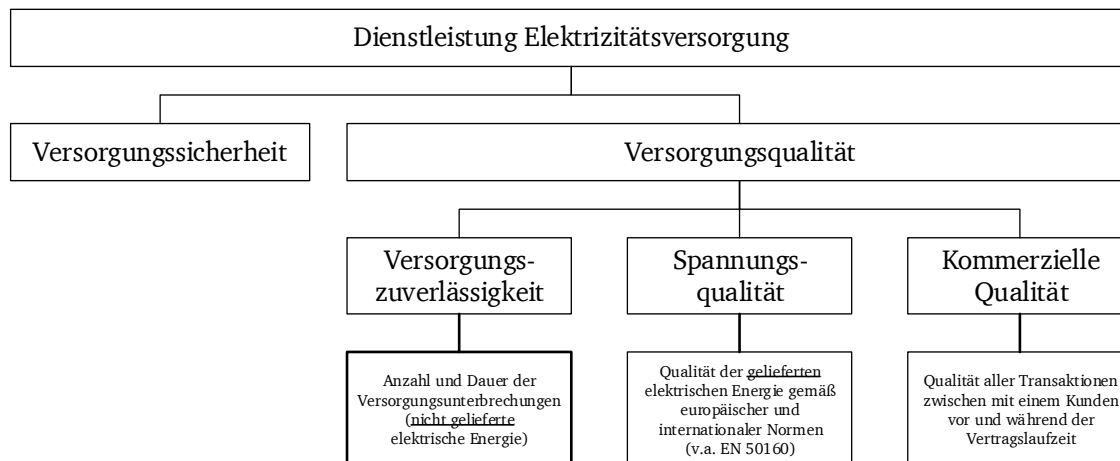


Abb. 5.1: Aspekte der Dienstleistungsqualität in Anlehnung an [39]

Ein weithin praktizierter deterministischer Ansatz ist das (n-1)-Kriterium, welches besagt, dass der nicht unwahrscheinliche Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen führen darf. Konkret bedeutet dies eine redundante Vorhaltung von Betriebsmitteln im Netz, um im Fehlerfall die Weiterversorgung sicher zu stellen. So werden beispielsweise im Übertragungsnetz Freileitungen parallel ausgeführt und nur mit halber Bemessungsleistung betrieben, um jederzeit, also auch im Fehlerfall, die statischen Kriterien nach Abschnitt 4.2 einzuhalten. Nach einer individuellen Festlegung der tolerierten Unterbrechungsdauer bis zur Wiederversorgung folgt eine Einzelfallbetrachtung, ob ein bestimmter Ausfall (n-1)-sicher ist.

Eine Quantifizierung der Zuverlässigkeit wird erst mittels eines probabilistischen Ansatzes möglich, wonach nicht nur bestimmte, sondern systematisch alle möglichen bzw. als relevant festgelegten Ausfallkombinationen untersucht werden, welche ihrerseits mit statistischen Häufigkeiten belegt sind. Ebenso gehen die jeweiligen Ausfalldauern sowie der Netzschutz und die Umschaltmöglichkeiten ein, so dass sich das Problem mit einem Rechenprogramm abbilden und lösen lässt. Dies geschieht mittels einer Fehlereffektanalyse (FEA), deren Ablauf sowie Ein- und Ausgangsdaten in Abb. 5.2 dargestellt sind und im Folgenden beschrieben wird.

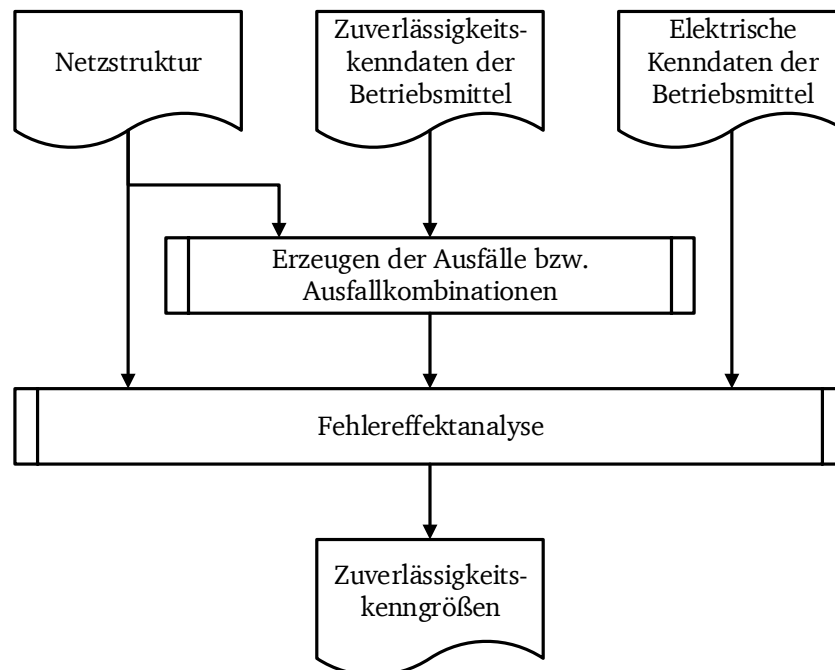


Abb. 5.2: Ablauf der probabilistischen Zuverlässigkeitsuntersuchung

Dabei kommt der Netzstruktur gegenüber der elektrischen Lastflussanalyse eine erweiterte Bedeutung zu. Eine wesentliche Rolle spielen die Schaltgeräte, da sie einerseits unter Zuverlässigkeitsaspekten nicht mehr vernachlässigbar sind und andererseits zur Änderung der Netztopologie benötigt werden. Somit bildet die Netzform, d. h., welche Leitungsverbindungen innerhalb der Niederspannungsnetze bestehen, eine Eingangsgröße. Darüber hinaus ist es relevant, welche Schaltgeräte an den Abgängen installiert sind, da dadurch die Umschaltmöglichkeiten und dafür benötigten Umschaltzeiten bedingt sind.

Leistungsschalter heben sich dadurch hervor, dass sie einen Kurzschlussstrom unterbrechen können. Je nach Spannungsebene und Netzleitetechnik können sie ferngesteuert oder nur vor Ort wieder zugeschaltet werden. Lastschalter sind nur in der Lage, Betriebsströme ein- oder auszuschalten, im MS-Netz in der Regel nur vor Ort. Trennschalter dienen vornehmlich dazu, eine sichtbare Trennstrecke herzustellen und dürfen nur stromlos oder nahezu spannungslos geschaltet werden. Im MS-Netz wird diese Funktion häufig im Lasttrennschalter kombiniert. Die einfachsten und somit günstigsten Schaltgeräte sind Sicherungen, welche vor allem in den niedrigeren Spannungsebenen den Kurzschlussschutz übernehmen; diese müssen allerdings nach Auslösung vor Ort ersetzt werden [40].

Sowohl von den Schaltgeräten als auch von den lastflussrelevanten Betriebsmitteln werden Zuverlässigkeitskenndaten benötigt, welche das Ausfallverhalten beschreiben. Diese sind Ausfallhäufigkeit und Ausfalldauer und beruhen auf statistischen Erhebungen der Netzbetreiber. Die

---

umfassendste Datengrundlage bietet hierzu die FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, welche durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) nach dessen Gründung vom VDN übernommen wurde und weitergeführt wird. Grundsätzlich unterscheiden sich die Kenndaten je nach Ausfallart. In der vorliegenden Arbeit wird nur der unabhängige stochastische Einfachausfall betrachtet, der zu einer Versorgungsunterbrechung führt. Dies kann durch eine Schutzauslösung oder eine unverzüglich nötige Handausschaltung ausgelöst werden. Verzögerte Handausschaltungen, welche Zeit für Umschaltmaßnahmen ließen, werden ebenso wenig betrachtet wie Mehrfachausfälle mit gemeinsamer Ursache, weil derartige Abhängigkeiten im NS-Netz nicht relevant sind. Nach deren Festlegung werden zu Beginn der Simulation die entsprechenden Ausfälle bzw. Ausfallkombinationen, d. h. gleichzeitige Ausfälle unterschiedlicher Betriebsmittel, erzeugt.

Für jede Kombination wird eine FEA durchgeführt. Dabei erfolgt zuerst eine Freischaltung der Fehlerstelle durch den nächstgelegenen Leistungsschalter. Sofern dadurch die Versorgung von Lasten eingeschränkt ist, finden Umschaltungen mit definierten Schaltdauern statt, um eine Wiederversorgung zu ermöglichen. Die einfachsten Maßnahmen sind das Schließen von Trennstellen in offen betriebenen Ringnetzen der Mittelspannung sowie das Zusammenschalten zweier benachbarter Netze der Niederspannung. Somit finden die elektrischen Kenndaten ebenfalls Eingang in die FEA, da nach jeder Veränderung der Topologie ein Lastfluss berechnet wird. Demzufolge sind nur solche Schaltzustände zulässig, welche die Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel sowie das zulässige Spannungsband einhalten.

Jede FEA liefert als Ergebnis den jeweiligen Beitrag dieser Ausfallkombination zu den Zuverlässigkeitskenngrößen, deren Summe ergibt die Gesamtkenngrößen. Wie schon die eingehenden Kenndaten für Betriebsmittel basieren die resultierenden Kenngrößen für Kunden auf Häufigkeit und Dauer von Unterbrechungen. Der Betrachtungszeitraum ist üblicherweise ein Jahr, so dass sich aus der Anzahl  $n_j$  der unterbrochenen Letztverbraucher die Unterbrechungshäufigkeit  $H_U$  in der Einheit  $1/a$  errechnet. Der Laufindex  $j$  steht für die Versorgungsstufe. Diese beschreibt einen Zeitraum, in dem eine bestimmte Anzahl an Kunden durchgehend unterbrochen ist. Bei komplexen Störungsverläufen können unterschiedlich viele Kunden unterschiedlich lange betroffen sein, folglich besteht eine Versorgungsunterbrechung aus einer oder mehreren Versorgungsstufen. In Verbindung mit der Dauer  $t_j$  einer einzelnen Versorgungsstufe erhält man die mittlere Unterbrechungsdauer  $T_U$  in min, welche somit die durchschnittliche Zeit zwischen Unterbrechung und Wiederversorgung beschreibt. Letztere bezieht sich im Gegensatz zur Unterbrechungshäufigkeit nicht auf alle versorgten Letztverbraucher  $N_{ges}$ , sondern nur auf die Gesamtheit der unterbrochenen Letztverbraucher. Aus diesen beiden Basisgrößen lässt sich als

deren Produkt die Nichtverfügbarkeit  $Q_U$  mit der Einheit min/a ableiten. Diese beschreibt demnach, wie lange in einem Jahr jeder Letztverbraucher durchschnittlich unversorgt ist, kann aber auch als Wahrscheinlichkeit für eine Unterbrechung eines Letztverbrauchers zu einem beliebigen Zeitpunkt interpretiert werden. [41]

In der international verwendeten Norm IEEE Std 1366 [42] wird bei der Benennung der Kenngrößen eine Differenzierung nach system- und kundenbezogenen Kenngrößen vorgenommen. Dementsprechend enthält die jeweilige Kenngröße in ihrer englischen Abkürzung ein S für system oder ein C für customer (Kunde). F und D steht respektive für frequency (Häufigkeit) und duration (Dauer). Die anderen drei überall identischen Buchstaben stehen für average interruption index, also durchschnittliche Unterbrechungskenngröße. Eine Zusammenfassung der deutschen und internationalen Kenngrößen mit Einheit und Bedeutung ist in Tabelle 5.1 gegeben.

Tabelle 5.1: Bedeutung und Berechnung der verwendeten Zuverlässigkeitskenngrößen

Kenngröße	Einheit	Bedeutung	Berechnung
Unterbrechungshäufigkeit	$H_U$ in 1/a	$\frac{\text{Gesamtzahl der unterbrochenen Kunden}}{\text{Gesamtzahl der versorgten Kunden}}$	$\text{SAIFI} = \frac{\sum_j n_j}{N_{\text{ges}}} \quad (5.1)$
Unterbrechungsdauer	$T_U$ in min	$\frac{\text{Dauern der Kundenunterbrechungen}}{\text{Gesamtzahl der unterbrochenen Kunden}}$	$\text{CAIDI} = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{\sum_j n_j} \quad (5.2)$
Nichtverfügbarkeit	$Q_U$ in min/a	$\frac{\text{Dauern der Kundenunterbrechungen}}{\text{Gesamtzahl der versorgten Kunden}}$	$\text{SAIDI} = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N_{\text{ges}}} \quad (5.3)$

Anstelle der Anzahl  $n_j$  der unterbrochenen Letztverbraucher kann auch die unterbrochene Bemessungsscheinleistung  $S_j$  pro Versorgungsstufe aufgezeichnet werden. Mit der insgesamt installierten Bemessungsscheinleistung  $S_{\text{ges}}$  als Bezugsgröße lassen sich in gleicher Weise die Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit, -dauer und Nichtverfügbarkeit bilden. Auch diese besitzen eine Entsprechung im IEEE Std 1366 und werden dort als lastbezogene Kenngrößen (load based indices) geführt.

Für die folgenden Untersuchungen werden die system- und kundenbezogenen Kenngrößen System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), Customer Average Interruption Duration

Index (CAIDI), und System Average Interruption Duration Index (SAIDI) ausgewertet. Üblicherweise wird der SAIDI Wert herangezogen, um die Versorgungszuverlässigkeit verschiedener Netzbetreiber oder Länder zu vergleichen. Die Werte werden vom FNN und der Bundesnetzagentur separat erhoben. Dabei werden nur ungeplante Unterbrechungen mit einer Dauer von mehr als drei Minuten herangezogen. In der Erhebung der Bundesnetzagentur werden zudem Fälle von Höherer Gewalt nicht berücksichtigt.

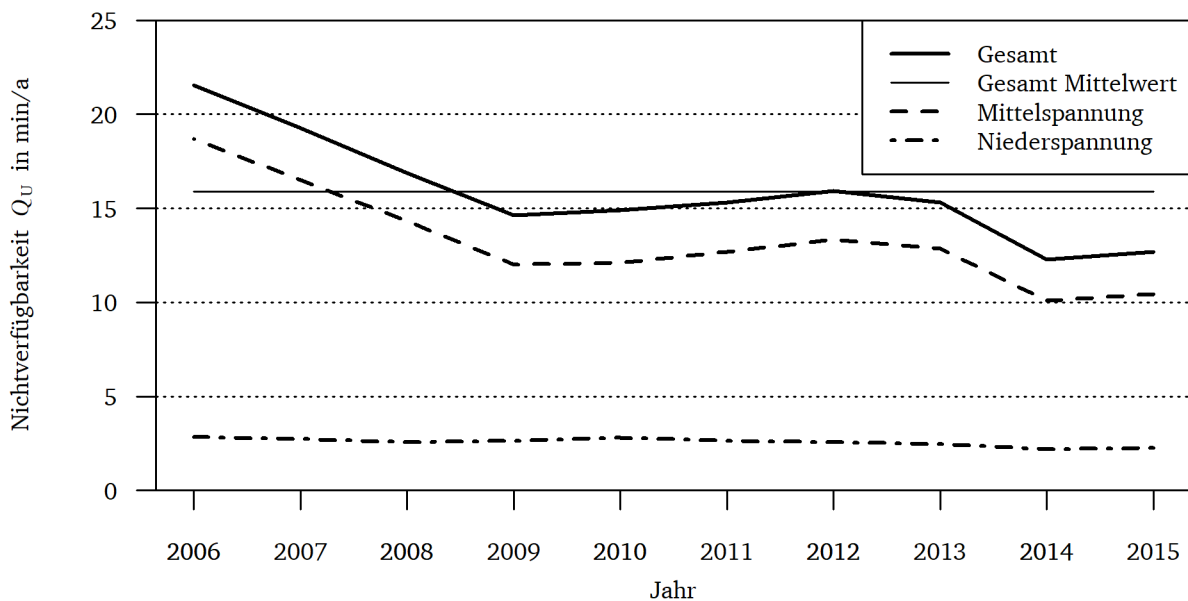


Abb. 5.3: Entwicklung des SAIDI in der MS- und NS-Ebene von 2006 bis 2015. Daten aus [43]

Die mittlere Nichtverfügbarkeit der Netzkunden innerhalb eines Jahres gemäß Bundesnetzagentur ist in Abb. 5.3 dargestellt. In den letzten Jahren zeichnete sich bundesweit eine Verbesserung ab mit etwa 16 Minuten als Mittelwert der Jahre 2006 bis 2015, was vor allem einem Rückgang in der Mittelspannungsebene geschuldet ist. [43]

## 5.2 Erweiterung des Netzmodells

Im Gegensatz zur Lastflussberechnung müssen für die Zuverlässigkeitsberechnung Schaltgeräte nachgebildet werden, weil dadurch während der Simulation Einfluss auf die Topologie genommen werden kann. Dabei ist es auch entscheidend, welche Aufgabe die unterschiedlichen Schaltgeräte wahrnehmen können. Im Rechenprogramm werden nur zwei Schaltgeräte unterschieden: Trennschalter und Leistungsschalter. Ein Trennschalter kann eine Verbindung nur dann öffnen oder schließen, wenn entweder der zu schaltende Strom vernachlässigbar oder die Änderung der Spannung zwischen den Polen unwesentlich ist. Alle anderen Fälle, insbesondere eine Schutzauslösung im Fehlerfall, kann nur ein Leistungsschalter übernehmen. In der Praxis

finden sich aber in den Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken vornehmlich Lasttrennschalter und Sicherungen, welche mit den vorhandenen Möglichkeiten nachzubilden sind.

### 5.2.1 Schaltanlagen im Verteilungsnetz

Eine Schaltanlage ist die Gesamtheit aller Schaltgeräte gleicher Nennspannung in einer Station. Somit enthält eine Station mindestens so viele Schaltanlagen wie Spannungsebenen. Eine Station ohne Umspanneinrichtung wird Schaltstation genannt und ist daher nahezu identisch mit der Schaltanlage. In der MS-Ebene ist die Bezeichnung Schaltwerk üblich; im Kabelnetz der NS-Ebene trifft diese Funktion auf einen Kabelverteilerschrank (KVS) zu. Eine Station mit Transformator wird als Umspannstation bezeichnet, welche begrifflich noch weiter zu unterteilen ist. Der häufigste Typ im betrachteten Netzgebiet ist die Ortsnetzstation, welche sich dadurch auszeichnet, dass sie sich zwischen dem Mittel- und Niederspannungsnetz der öffentlichen Versorgung befindet. Bei anderen Eigentumsverhältnissen, wenn z. B. das versorgte Netz und damit auch der Transformator dem Kunden gehört, spricht man von einer Letztverbraucherstation, hier ebenfalls ausschließlich zwischen MS- und NS-Ebene, da ein privates MS-Netz bzw. Netze höherer Spannungsebenen generell nicht Gegenstand der Betrachtung sind. Der letzte Typ vereint Umspannstationen, auf die keine der vorgenannten Eigenschaften zutrifft, und wird als Umspannwerk bezeichnet. Eine zusammenfassende Darstellung zu den Begriffsabgrenzungen ist aus Abb. 5.4 ersichtlich.

Spannungsebene	Stationstyp			
	Umspannstation			Schaltstation
HS/MS bzw. MS	Umspannwerk			Schaltwerk
	HS-Schaltanlage	UW-Trafo	MS-Schaltanlage	MS-Schaltanlage
MS/NS bzw. NS	Ortsnetzstation			Kabelverteilerschrank
	MS-Schaltanlage	ONS-Trafo	NS-Schaltanlage	NS-Schaltanlage
	Letztverbraucherstation			

Abb. 5.4: Abgrenzung der Begriffe Station und Schaltanlage

Die untersuchten Mittelspannungsnetze sind als offen betriebene Ringnetze ausgeführt. Dabei ist jeder Abgang an der UW-Sammelschiene, d. h. Anfang und Ende jedes Rings, mit einem Leistungsschalter ausgestattet. Jede ONS wird nach beiden Seiten über Lasttrennschalter in den Ring eingeschleift, über einen dritten Lasttrennschalter sowie eine HH-Sicherung als Kurzschlusschutz ist der ONS-Transformator verbunden. An einer ONS des Rings wird über einen

geöffneten Lasttrennschalter die offene Trennstelle hergestellt, so dass im Fehlerfall nur der betroffene Halbring durch den Leistungsschalter im UW abschaltet wird. Außer bei Fehlern in einer ONS lässt sich nach Verlagerung der Trennstelle an die Fehlerstelle eine vollständige Wiederversorgung herstellen. Mittels des Lasttrennschalters ist das Zuschalten ohne vorheriges Freischalten möglich. In der Realität gibt es auch Querverbindungen oder Ringe mit mehr als zwei Einspeisungen und somit auch mehr offene Trennstellen. Schaltwerke sind ebenfalls mit Leistungsschaltern ausgestattet und verkleinern so den Auslösebereich des Netzschutzes, d. h. die Gesamtheit der Betriebsmittel, die von einem Fehler betroffen sind. Abb. 5.5 zeigt die relevanten MS-Schaltgeräte zwischen UW und den ONS.

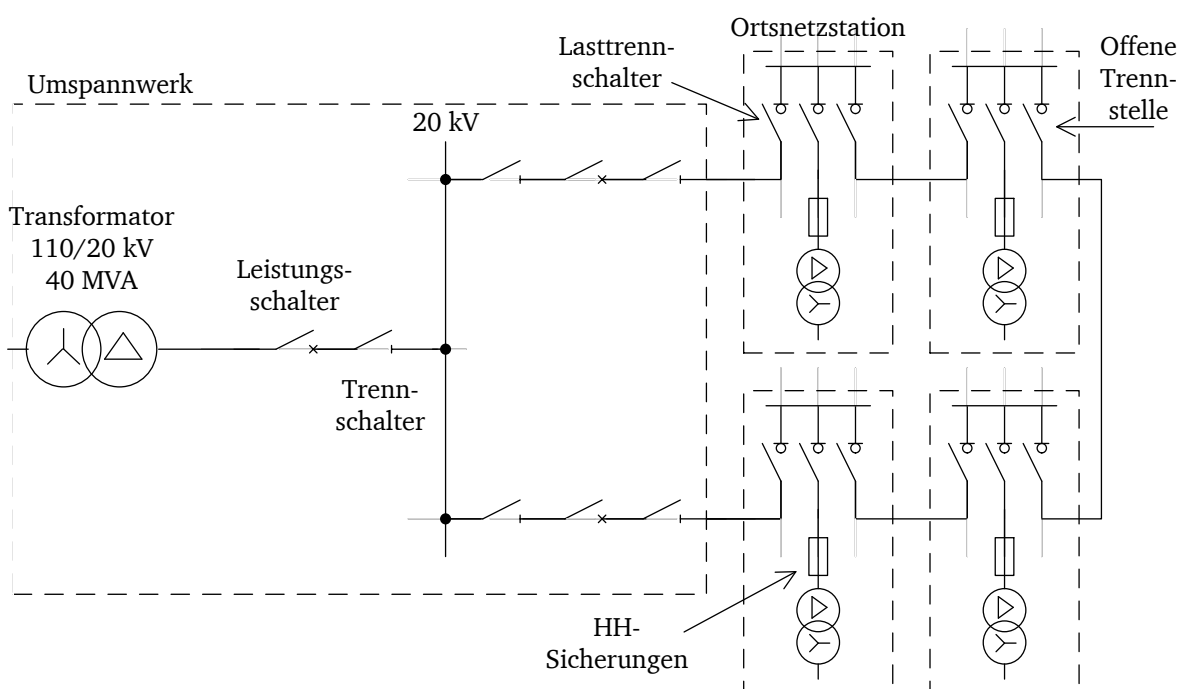


Abb. 5.5: Mittelspannungsnetz mit Schaltgeräten

Niederspannungsnetze sind in ihrer einfachsten Form als Strahlennetze ausgeführt. Im untersuchten Kabelnetz werden Verzweigungen im Allgemeinen mittels Kabelverteilerschränken oder Abzweigmuffen realisiert, Hausanschlüsse im Speziellen ausschließlich mittels Abzweigmuffen. Muffen zeichnen sich dadurch aus, dass die Verbindung bei der Installation dauerhaft hergestellt wird, so dass im Betrieb dort keine Trennmöglichkeit besteht. Im Freileitungsnetz sind alle Verzweigungen ohne Trennmöglichkeit direkt verbunden. Aus diesem Grund befinden sich im gesamten Netz NS-Schaltanlagen nur in einer ONS bzw. einem KVS; dort sind die Kabel über NH-Sicherungen mit den Sammelschienen verbunden. Das Herausnehmen und Einsetzen von NH- bzw. HH-Sicherungen kann mit entsprechender Ausrüstung unter Spannung erfolgen. Die Aufgabe einer Sicherung besteht darin, einen Kurzschlussstrom durch Abschmelzen der Leiter zu unterbrechen. Somit ist ein Wiedereinschalten nur manuell durch Einsetzen einer neuen



Sicherung möglich. In Abb. 5.6 ist sind beispielhaft Verzweigungen mit und ohne Schaltgeräten im Niederspannungsnetz dargestellt.

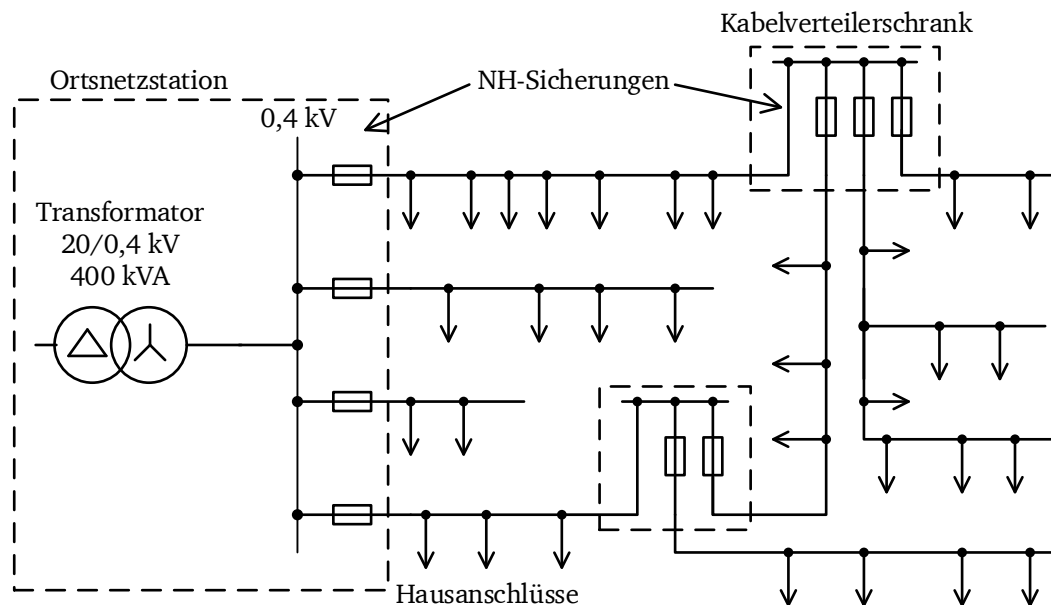


Abb. 5.6: Niederspannungsnetz mit Schaltgeräten

Das Auslösen im Fehlerfall ist nur durch das Element Leistungsschalter möglich, so dass Sicherungen und Leistungsschalter als solche nachgebildet werden. Fernsteuerbar sind dabei nur die UW-/SW-Leistungsschalter, da Sicherungen zum Wiedereinschalten ausgetauscht werden müssen. Durch diese Eigenschaft ist außerdem bereits eine sichtbare Trennstelle gegeben. Bei UW-/SW-Leistungsschaltern wird diese durch je einen sammelschienen- bzw. abgangsseitigen Trennschalter hergestellt, welcher bei der Berechnung durch das Element Trennschalter dargestellt wird. Bei Sicherungen wird dafür die Option Leistungsschalter mit Trennfunktion gewählt. Die Lasttrennschalter werden ebenfalls durch das Element Trennschalter abgebildet, weil dieses für die Zuverlässigkeitsberechnung mit Teilwiederversorgung im Verteilungsnetz die erforderliche Funktion des Zuschaltens unter Last abdeckt. Die Fernsteuerbarkeit ist generell nicht gegeben, da die Fehlerortung durch vor Ort ablesbare Kurzschlussanzeiger geschieht.

### 5.2.2 Zuverlässigkeitskenndaten für Betriebsmittel im Verteilungsnetz

Einen umfangreichen Überblick über das Ausfallgeschehen liefert die FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (ehemals VDN Verfügbarkeitsstatistik), wobei die Daten für die Ausfallhäufigkeiten der hier betrachteten Nieder- und Mittelspannungsnetze ausschließlich aus dem Teil

---

der Verfügbarkeitsstatistik stammen, welche seit 2004 nach demselben Erfassungsschema geführt wird. Für diese Arbeit werden die Berichtsjahre 2004 bis 2008 ausgewertet; mit Ausnahme der beiden Anfangsjahre sind mehr als drei Viertel der Stromkreislängen erfasst, wenn auch nur etwa ein Sechstel aller deutschen Netzbetreiber dazu beigetragen haben. Da diese Beiträge aber aus allen Regionen Deutschlands sowie von Unternehmen aller Größenklassen stammen, kann die Auswertung der Statistik als repräsentativ betrachtet werden [41, 44 bis 47].

Die Berichte liefern die bezogene Anzahl von stochastischen Störungen mit Versorgungsunterbrechungen über drei Minuten nach dem ersten verursachenden Fehlerort. In der NS-Ebene sind dieses Freileitung, Kabel, ONS, Hausanschluss, NS-Verteiler (KVS) und Sonstiges, in der MS-Ebene Freileitung, Kabel, ONS, Umspannwerk/Schaltstation und Sonstiges. Daraus wird die Zuordnung zu den in Abb. 5.5 und Abb. 5.6 dargestellten Betriebsmitteln vorgenommen. Bei den Leitungen ist dieses gemäß Typ und Spannungsebene eindeutig möglich; gleichzeitig sind diese ausschlaggebend für das Ausfallverhalten des Netzes. Da Transformatoren in der FNN-Statistik zum Netz ihrer Oberspannungsseite zugerechnet sind, betreffen die NS-Fehlerorte ONS und KVS nur die dort befindlichen NS-Schaltanlagen, also NH-Sicherungen sowie den Leistungsschalter. Die Ausfallhäufigkeit am Fehlerort ONS beträgt das Eineinhalbfache der Ausfallhäufigkeit am Fehlerort KVS. In Verbindung mit den Netzdaten wird daher angenommen, dass sich neben dem Leistungsschalter in einer durchschnittlichen ONS fünf Abgänge und somit fünf NH-Sicherungen und sich in einem KVS vier NH-Sicherungen befinden. Daraus wird die Ausfallrate für die Schaltgeräte abgeleitet, welche im Rechenprogramm als Leistungsschalter abgebildet werden. Im MS-Netz repräsentiert ONS den dortigen Transformator und die MS-Schaltanlage, welche aus drei Lasttrennschaltern und einer HH-Sicherung besteht. Lasttrennschalter werden als ideal, d. h. ohne Ausfallrate und -dauer angenommen, da sie verhältnismäßig einfach aufgebaut, sicher installiert und damit wenig fehleranfällig sind. Die HH-Sicherung erhält dieselbe Ausfallrate wie die NH-Sicherungen, der verbleibende Anteil wird dem ONS-Transformator zugeschlagen. Die Daten des Fehlerorts Umspannwerk/Schaltstation sind auf Schaltfelder bezogen, so dass sich direkt die Ausfallrate der MS-Leistungsschalter ableiten lässt. Trennschalter werden wieder als ideal angenommen. Der zur HS-Ebene gehörende UW-Transformator wird in der Verfügbarkeitsstatistik nicht betrachtet und ist auch für die vorliegenden Untersuchungen nicht dem Ausfallgeschehen unterworfen. Die Fehlerorte Hausanschluss und Sonstiges werden mangels genauerer Informationen nicht weiter betrachtet.

Die Ausfalldauer der Betriebsmittel könnte aus der ebenfalls nach Fehlerort ausgewerteten mittleren maximalen Wiederversorgungsdauer nur abgeschätzt werden. Die kundenspezifischen

---

Kenngrößen (vgl. Definition in Tabelle 5.1) lassen nicht ohne weiteres auf die betriebsmittel-spezifischen Kenndaten zurückschließen. Im Vergleich zum Übertragungsnetz, wo Ausfälle wegen Redundanz und automatischer Schutz- und Umschaltmaßnahmen oftmals nicht zu Unterbrechungen führen, spielt im Verteilungsnetz die Wiederversorgung eine bedeutendere Rolle. Dennoch ist statistisch die Ausfalldauer eines einzelnen Betriebsmittels mitunter deutlich länger als die Wiederversorgungsdauer, weil durch Umschaltungen eine schnelle Wiederversorgung gewährleistet werden kann, und deswegen einer unverzüglichen Reparatur unter Umständen eine geringere Priorität eingeräumt wird. In Ermangelung detaillierter Daten werden für die Ausfalldauer in den folgenden Berechnungen die Werte aus dem Teil Störungsstatistik herangezogen, welcher erst ab 2007 gemeinsam mit der Verfügbarkeitsstatistik durch den FNN veröffentlicht wird. Darin sind Störungen in den Spannungsebenen Höchst-, Hoch- und Mittelspannung erfasst. Da die Erreichbarkeit und die Reparaturzeiten im Nieder- wie im Mittelspannungsnetz als gleich angenommen werden können, werden für beide Ebenen die Daten der Mittelspannungsebene verwendet. Die Zuordnung der Fehlerorte aus der Statistik auf die Betriebsmittel des Netzmodells ist bei Freileitungen, Kabeln und Transformatoren offensichtlich. Der Fehlerort „ONS (ohne Trafo)“ wird dem Betriebsmittel „Leistungsschalter“ zugeordnet. Für eine konkrete Ausfalldauer wird jeweils der Median der Aus-Dauer über alle erfassten Störungen gebildet, um einzelne besonders lang andauernde Störungen nicht übermäßig zu gewichten [41, 47].

In Tabelle 5.2 sind die verwendeten Zuverlässigkeitskenndaten und deren Bezeichnung in der FNN-Statistik zusammengetragen. Die dafür verwendeten Durchschnittswerte sind in Tabelle A.2 und Tabelle A.3 im Anhang angegeben.

Tabelle 5.2: Zuverlässigkeitskenndaten für die verwendeten Betriebsmittel

	Ausfallrate	Ausfalldauer			
	$H_U$ in 1/a bzw. 1/(km · a)	$T_U$ in h	Kenndatentyp	Ursprung aus FNN-Statistik	Ursprung Störungs- statistik
Freileitung MS	0,03502	3,6	Freileitung	MS Freileitung	MS Freileitung
Kabel MS	0,01413	20,2	Kabel	MS Kabel	MS Kabel
Leistungs- schalter MS	0,00170	4,3	Leistungs- schalter	MS UW/SW	MS UW/SW
HH-Sicherung MS	0,00061	2,1	Leistungs- schalter	MS ONS	MS ONS
Transformator MS/NS (ONS)	0,00392	2,4	Transformator	MS ONS	MS ONS Trafo
Leistungs- schalter NS	0,00061	2,1	Leistungs- schalter	NS ONS	NS ONS
NH-Sicherung NS	0,00061	2,1	Leistungs- schalter	NS ONS/KVS	NS ONS
Freileitung NS	0,09485	3,6	Freileitung	NS Freileitung	MS Freileitung
Kabel NS	0,03268	20,2	Kabel	NS Kabel	MS Kabel

### 5.2.3 Anpassungen beim Simulationsablauf

Im Netzberechnungsprogramm baut die Zuverlässigkeitsberechnung gewissermaßen in doppelter Hinsicht auf der Lastflussberechnung auf. Einerseits bildet das Netzmodell aus der Lastflussberechnung die Grundlage für die Zuverlässigkeitsberechnung. Andererseits erfordert die Zuverlässigkeitsberechnung für jede Ausfallkombination eine Netzzustandsanalyse. Da in den vorliegenden Untersuchungen die Belastbarkeit der Leitungen eine Rolle spielt, ist eine einfache Verbindungskontrolle nicht ausreichend. Es wird daher jeweils eine Lastflussberechnung gestartet. Werden die definierten Belastungsgrenzwerte überschritten, erfolgen weitere Überlastabschaltungen. Weitere zu definierende Parameter betreffen die Fehlerortung und Teilwiederversorgung. Hier werden wie bei den Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel Zeitdauern für die einzelnen Schritte der Wiederversorgung festgelegt. Dies betrifft die Fahrtzeit zur ersten Station, Zeit für Schaltmaßnahmen oder für Notstromversorgung, um die wichtigsten zu nennen. Da keine spezifischen Daten zur Verfügung stehen, werden die Standardeinstellungen beibehalten.

---

Die Lastflussberechnungen sind grundsätzlich statischer Natur mit fixen Eingangsparametern. Eine quasistatische Berechnung, d.h. eine Sequenz von Berechnungen mit als Last- oder Einspeiseprofilen gegebenen Eingangsparametern oder die einzelne Berechnung eines definierten Zeitpunkts aus einem solchen Profil, ist nicht in gleichem Umfang möglich wie beim Lastfluss mit Profil aus dem vorigen Kapitel. Von der Möglichkeit, neue Lastcharakteristiken für wenige zeitliche Anteile zu definieren, wird nicht Gebrauch gemacht. Stattdessen sollen die in Abschnitt 3.4 beschriebenen Konfigurationen der Einspeiseverläufe weiter verwendet werden. Gleiches gilt für die Lastprofile. Das verwendete Rechenprogramm bietet die Möglichkeit, durch das Laden von Textdateien bestimmte Werte von Elementen zu überschreiben. Aus diesem Grund wurde ein Verfahren aufgesetzt, das aus den Zeitreihen sämtlicher Elemente den Wert zum definierten Zeitpunkte extrahiert und in eine Importdatei schreibt. Diese Werte sind von der Bedeutung her Gewichtungsfaktoren (zwischen 0 und 1), mit denen der jeweilige Leistungswert multipliziert wird. Darüber hinaus wird dieser Wert im Programm selbst über den Skalierungsfaktor variiert, um eine stärkere Durchdringung mit PV-Anlagen zu simulieren. Eine Zuverlässigkeitsberechnung erhält also stets die Belastungssituation eines bestimmten Zeitpunkts als Eingang. Somit wird mit der Wahl der Zeitpunkte festgelegt, ob es sich um ein Minimal-, Maximal- oder Durchschnittsszenario handelt.

---

### 5.3 Zuverlässigkeitsbedingter Netzausbau

---

Das Potenzial zur Verbesserung der Zuverlässigkeitskenngrößen wird beispielhaft an zwei NS-Netzen aufgezeigt. Im Gegensatz zu den Lastflussgrößen, welche für jeden Netzknoten (z.B. Verbraucher) individuell berechnet werden, variieren die Zuverlässigkeitskenngrößen in diskreten Schritten. Ursache hierfür ist der sogenannte Auslösebereich des Netzschutzes. Bei einem Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels innerhalb dieses Bereiches, unterbricht das Schutzgerät den gesamten Bereich. Somit sind alle Veränderungen (Verstärkungen, Änderung des Normalschaltzustandes) relevant, welche die Auslösebereiche betreffen. Theoretisch sind diese beiden Extremkonfigurationen denkbar:

- Reines Strahlennetz, d.h. nur Verzweigungen, aber keine Querverbindungen mit einer einzigen Sicherung an der Einspeisung
- Reines Maschennetz, d.h. alle Verbraucher sind untereinander verbunden mit Schaltgeräten auf beiden Seiten aller Kabel.

---

Zur Reduktion der Komplexität werden auf Basis der gegebenen Netztopologie plausible Veränderungen ausgewählt und untersucht.

Eine rein betriebliche Maßnahme stellt der Umstieg von geschlossenen zu offenen Ringen dar. Dadurch ergeben sich zwei oder mehr getrennte Auslösebereiche, so dass ein Fehler in einem Halbring die Verbraucher in dem anderen Halbring nicht betrifft.

Netzverstärkungen haben immer mehrere Aspekte: zunächst ist jedes zusätzliche Betriebsmittel mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit und -dauer behaftet, so dass sich dadurch alle Kenngrößen im gesamten System geringfügig verschlechtern. Weiterhin kann unterschieden werden, ob die Verstärkung eine Auswirkung auf den Auslösebereich des Netzschutzes hat. Dies ist nicht der Fall bei einer Parallelleitung, wobei darunter jegliche Verbindung innerhalb eines Auslösebereichs verstanden werden soll. Demgegenüber verbindet eine Querverbindung zwei bislang getrennte Auslösebereiche. Weiterhin kommen zusätzliche KVS mit Trennmessern oder Sicherungen in Frage. Bezüglich der Auslösebereiche kann nur eine Sicherung eine Verbesserung bewirken. Demzufolge sind auch Kombinationen aus neuen KVS und neuen Leitungen relevant. Sinnvoll ist eine Querverbindung dann, wenn an den Verzweigungen auch Schaltgeräte eingesetzt sind, und die Ringe weiterhin offen betrieben werden. Ansonsten werden dadurch zwei bislang getrennte Auslösebereiche vereint, was eine Verschlechterung darstellt.

Ein zweites maßgebendes Kriterium ist die Wirkung auf Wiederversorgungsmöglichkeiten. Zusätzliche Schaltgeräte sorgen dafür, dass zur Fehlerbehebung ein kleinerer Teil unversorgt bleiben muss, so dass umliegende Netzteile früher wiederversorgt werden können. Demgegenüber erhöhen zusätzliche Leitungen die Leistung im Netzing. Ist dieser bereits im Normalschaltzustand ausgelastet, kann er keine zusätzliche Leistung aufnehmen, wenn zur Wiederversorgung die Trennstelle im Halbring verschoben werden müsste. Die positiven Effekte aus beiden Maßnahmen erhöhen sich in Kombination. Eine Übersicht über die grundsätzlichen Wirkungen von Netzverstärkungsmaßnahmen ist in Abb. 5.7 dargestellt.

		Zusätzliche Leitungen		
		[keine]	als Parallelleitung	als Querverbindung
Zusätzlicher KVS	[keine]	Keine Änderung	Auslösbereich: unverändert  Wiederversorgung: mäßig verbessert	Auslösbereich: zwei Bereiche vereint  Wiederversorgung: mäßig verbessert
	mit Trenner	Auslösbereich: unverändert  Wiederversorgung: geringfügig verbessert	Auslösbereich: unverändert  Wiederversorgung: deutlich verbessert	Auslösbereich: zwei Bereiche vereint  Wiederversorgung: mäßig verbessert
	mit Sicherung	Auslösbereich: verbessert  Wiederversorgung: geringfügig verbessert	Auslösbereich: verbessert  Wiederversorgung: deutlich verbessert	Auslösbereich: verbessert  Wiederversorgung: mäßig verbessert

Abb. 5.7: Qualitative Auswirkungen von Netzverstärkungen

Für die quantitative Bewertung wird zunächst die Ist-Situation ohne DEA simuliert und als Referenzszenario festgelegt. Im zweiten Schritt wird der PV-Zubau gemäß Allokation der PV-Anlagenleistung und Einspeiseverläufe gemäß Unterabschnitt 3.3.2 zu Grunde gelegt. Ausgehend davon wird die Einspeiseleistung gleichmäßig hochskaliert, bis die maximale Aufnahmefähigkeit aufgrund der Lastflusssituation erreicht ist. In allen Fällen wird dafür der Zeitpunkt verwendet, der bei den Lastflussberechnungen im Kapitel 4 zur maximalen Leitungsauslastung führt. Die Größenordnung dieses Skalierungsfaktors liegt für die untersuchten NS-Netze zwischen 1 und 2. Bei maximaler Leitungsauslastung ist die Einspeiseleistung also bis zu doppelt so hoch. Dieser Wert ist bezogen auf die Einspeiseleistung gemäß Unterabschnitt 3.3.2, was bedeutet, dass auch im Falle maximaler Leitungsauslastung die Leistung der PV-Anlagen auf den existierenden Dachflächen, die diese Leistung verursachen, realistisch ist. Die Ergebnisse werden in den Unterabschnitten 5.3.2 und 5.3.3 vorgestellt.

### 5.3.1 Bedeutung der Netzform

Es zeigt sich, dass neben dem unterschiedlichen Anteil an Freileitungs- und Kabellängen vor allem die Netzform einen starken Einfluss auf die systembezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen hat. Strahlennetze weisen grundsätzlich höhere Werte für SAIFI und SAIDI auf als Ring- oder Maschennetze. Vergleicht man die Nichtverfügbarkeit der einzelnen Lasten – im Falle des

---

NS-Netzes handelt es sich um Hausanschlüsse – fällt auf, dass diese für benachbarte Lasten gleich sind. Dies liegt an der relativ geringen Anzahl an Schaltgeräten im Verteilungsnetz und modellbedingt an identisch angenommenen Zuverlässigkeitskenndaten; ein Unterschied ist lediglich erkennbar zwischen Freileitungs- und Kabelstrecken. Schutzauslösung und Wiederversorgung betreffen also alle Lasten auf einer Verbindung zwischen zwei Schaltgeräten gleichermaßen. Ein Weg zur Verbesserung der Nichtverfügbarkeit einzelner Lasten führt daher über eine Steigerung der Wiederversorgungsmöglichkeiten. Eine einfache Variante bilden zusätzliche Kabelverteilerschränke. Durch das Vorhandensein von Sicherungen verkleinern sie einerseits den Schutzauflösebereich bei Fehlern fern der ONS. Bei selektiver Dimensionierung löst somit nur die Sicherung im KVS aus und nicht in der ONS. Andererseits bieten sich durch die zusätzlichen schaltbaren Querverbindungen mehr Möglichkeiten zur Wiederversorgung der entfernten Lasten im Falle von ONS-nahen Ausfällen.

Das folgende Beispiel soll die Auswirkung eines KVS verdeutlichen. In Abb. 5.8 sind zwei Verbraucher hintereinander an einem Hauptstrang des NS-Netzes angeschlossen. Mit nur einer Muffe (a) beim Abzweig von Verbraucher 1 hat der Ausfall von Leitung 1 die gleiche Konsequenz wie der Ausfall von Leitung 2, nämlich, dass beide Verbraucher unversorgt sind, bis der Fehler behoben ist. Ein KVS mit Trennschaltern (b) kann keinen Fehlerstrom unterbrechen, d.h. ein Fehler auf Leitung 2 führt immer noch zur Schutzauflösung an der ONS. Aber zur Wiederversorgung von Verbraucher 1 kann der Trennschalter geöffnet werden. Im Falle eines Fehlers auf Leitung 1 kann der KVS zu keiner Verbesserung beitragen, außer es gäbe eine andere Möglichkeit der Wiederversorgung für Verbraucher 2. Ein KVS mit selektiven Sicherungen (c) kann einen Fehlerstrom unterbrechen, d.h. ein Ausfall der Leitung 2 betrifft den Verbraucher 1 nicht. Für einen Ausfall der Leitung 1 gilt das gleiche wie beim KVS mit Trennschaltern. Das Beispiel ist bewusst übersichtlich gewählt; gleichwohl erhalten Verbraucher zwischen ONS und KVS die gleiche Nichtverfügbarkeit wie Verbraucher 1, Verbraucher zwischen KVS und Strangende erhalten die gleiche Nichtverfügbarkeit wie Verbraucher 2.



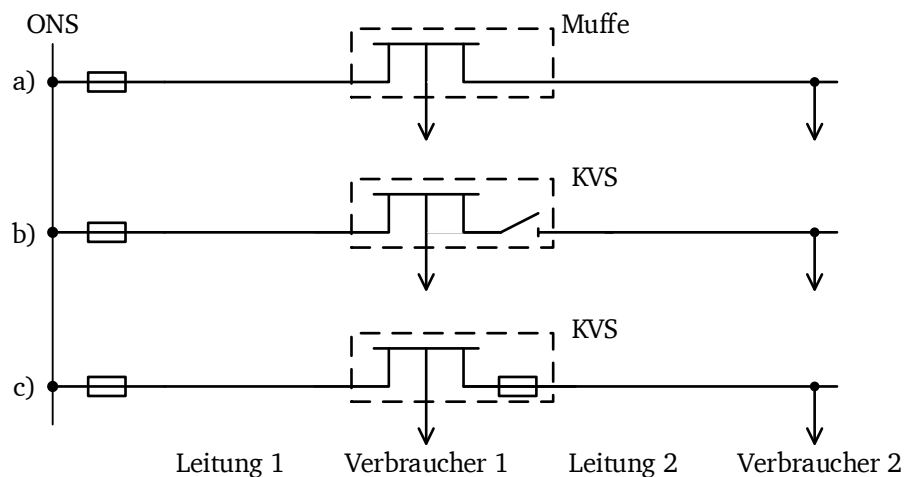


Abb. 5.8: Rolle des KVS für die Nichtverfügbarkeit

### 5.3.2 Netzverstärkungen

Als nächstes werden verschiedenen Abhilfemaßnahmen untersucht, um entweder die Zuverlässigkeitswerte zu erhalten oder zu erhöhen oder die Aufnahmefähigkeit an PV-Anlagen zu steigern. In einem ersten Schritt werden Querverbindungen (entsprechende Variantennamen sind mit einem ‚Q‘ gekennzeichnet) in verzweigten Netzen geschaffen; diese sind folglich eher in den Ausläufern zu finden. Weiterhin werden einzelne Leitungen durch Parallelkabel (gekennzeichnet durch ein ‚P‘ im Variantennamen) verstärkt, d.h. durch eine Leitung gleichen Typs verdoppelt. Dies betrifft Stammkabel von der ONS zum nächsten KVS, da in der Ausgangslage typischerweise diese Leitungen am höchsten belastet sind. Die Auswirkungen der einzelnen Netzverstärkungsmaßnahmen oder Kombinationen davon werden an ausgewählten Beispielen dargestellt. Eine vereinfachte Netztopologie von NS-Netz „4, L1“ ist in Abb. 5.9 ersichtlich: es besteht aus mehreren Ringen, die im Normalschaltzustand offen betrieben werden (nicht eingelegte Sicherung im KVS). Weiterhin gibt es eine Stichleitung direkt ab der ONS. Die Leitungsabschnitte zwischen zwei Knoten sind mit Kleinbuchstaben gekennzeichnet.

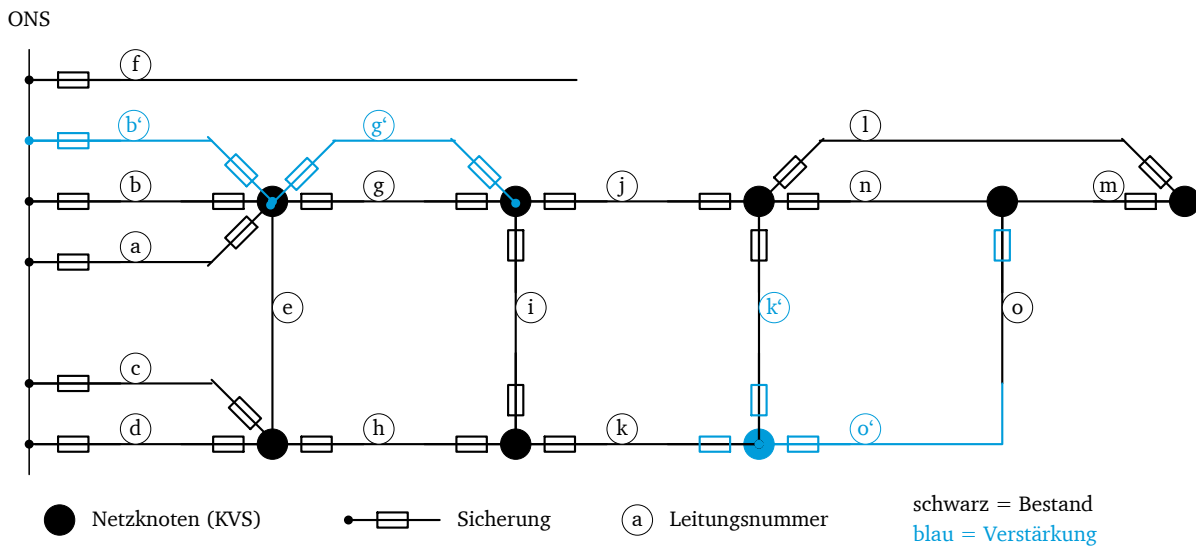


Abb. 5.9: Verstärkungsmaßnahmen (in blau) von NS-Netz 4, L1

Die Simulationsergebnisse werden für die folgenden Szenarien und Varianten dargestellt:

- 0 Ausgangslage ohne PV-Einspeisung und ohne Veränderung der Topologie,
- 1 PV-Zubau gemäß Unterabschnitt 3.3.2, entspricht dem Referenzszenario von Kapitel 4,
- M Maximaler PV-Zubau, d.h. Steigerung der Einspeiseleistung bis zum Erreichen der Leitungsauslastungen, Faktor 1,65 bezogen auf Szenario 1. Dies bildet das Referenzszenario für die folgenden Topologievarianten.
- MQ wie M, aber mit zusätzlichen Querverbindungen, hier die Leitungen k' und o',
- MQK wie MQ, aber mit zusätzlichen KVS mit Sicherungen am Leitungsende dieser Querverbindungen,
- MP wie M, aber mit zusätzlichen Parallelleitungen, hier die Leitungen b' und g',
- MPQ Kombination aus MP und MQ,
- MPQK Kombination aus MP und MQK.

Zunächst sind in Tabelle 5.3 die drei Zuverlässigkeitskenngrößen SAIFI, CAIDI und SAIDI (Details siehe Tabelle 5.1 in Abschnitt 5.1) für das NS-Netz angegeben. Der Fokus liegt auf dem SAIDI-Wert, weshalb für diesen zusätzlich die prozentuale Veränderung gegenüber dem Referenzszenario M angegeben ist.

Tabelle 5.3: Zuverlässigkeitskenngrößen für verschiedene Ausbauvarianten von NS-Netz 4, L1

Variante	Faktor PV-Einspeisung	SAIFI in 1/a	CAIDI in min	SAIDI in min / a	Veränderung SAIDI
0	0	0,111	1,016	6,753	nicht relevant
1	1	0,111	1,122	7,456	nicht relevant
M	1,65	0,117	1,220	8,618	-
MQ	1,65	0,117	1,222	8,636	0,2 %
MQK	1,65	0,117	1,233	8,720	1,2 %
MP	1,65	0,112	1,161	7,779	-9,7 %
MPQ	1,65	0,112	1,164	7,797	-9,5 %
MPQK	1,65	0,112	1,158	7,762	-9,9 %

Eine detaillierte Beschreibung der Ergebnisse erfolgt anhand des Diagramms in Abb. 5.10, welches die SAIDI-Beiträge der insgesamt 63 Kunden für die verschiedenen Ausbauvarianten dargestellt. Deren Mittelwert ist jeweils der SAIDI-Wert aus obiger Tabelle. Für die Kunden an demselben Leitungsabschnitt ist der SAIDI-Beitrag jeweils identisch. Deswegen wird in der Abszisse nicht jeder einzelne Kunde, sondern nur der jeweilige Leitungsabschnitt aus der Netztopologie angegeben. Dabei variiert die Anzahl von Kunden pro Leitungsabschnitt zwischen Null (im Fall von Leitungsabschnitt d, weshalb dieser fehlt) und acht. Außerdem werden einige wenige Kunden direkt ab dem KVS versorgt, was durch einen Strich (-) gekennzeichnet ist. Es handelt sich jeweils um die KVS zwischen den benachbarten Leitungsabschnitten.

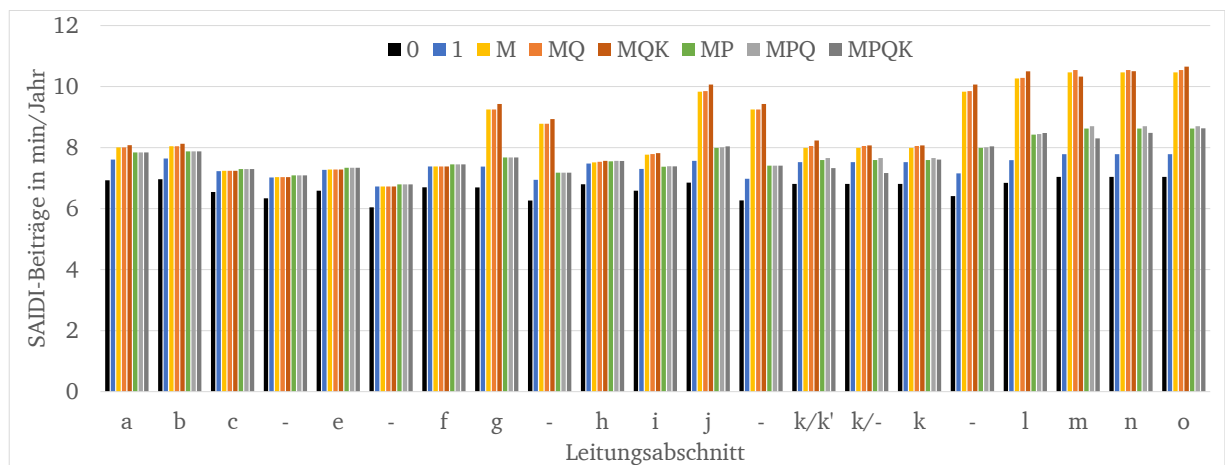


Abb. 5.10: SAIDI-Beiträge der einzelnen Kunden für verschiedene Ausbauvarianten von NS-Netz 4, L1

Der Anstieg der SAIDI-Werte von Szenario 0 (ohne PV) zu Szenario 1 (PV-Zubau gemäß Verteilung) betrifft alle Lasten nahezu gleichermaßen. Da sonst keine Veränderungen vorgenommen wurden, bedeutet dies, dass zu Zeiten dieser Einspeiseleistung die durchschnittliche Unterbrechungsdauer um etwa 10 % ansteigt. Bei der Steigerung der PV-Einspeiseleistung auf den

---

maximal möglichen Zubau (Szenario M) fällt die Erhöhung der SAIDI-Werte unterschiedlich aus, von den vorigen 10 % bis auf stellenweise 50 %. Letzteres betrifft die Netzausläufer l, m, n und o. Hier macht sich bemerkbar, dass beim Ausfall einer vorgelagerten Hauptleitung die andere Hauptleitung nicht die gesamte Leistung aufnehmen kann, so dass die Wiederversorgung der Netzausläufer nicht per Umschaltung, sondern per Notstromgenerator erfolgen muss, was länger dauert. Als erste Abhilfemaßnahme wird in diesem Gebiet eine zusätzliche Querverbindung realisiert (Variante MQ). Die Leitung allein hat so gut wie keine Auswirkung auf die SAIDI-Beiträge. Es kommt nur zur erwarteten generellen Erhöhung durch die Präsenz eines zusätzlichen Betriebsmittels, zumal sie ohne definierte Schaltgeräte während der FEA einbezogen werden kann. In Kombination mit KVS mit Sicherungen am Leitungsende dieser Querverbindung (Variante MQK) erfolgt nur eine minimale Verbesserung in diesem Netzteil. Insgesamt verschlechtert sich der SAIDI-Wert minimal auf 8,72 Minuten, d.h. für das gesamte Netz dominiert das höhere Ausfallrisiko durch mehr Betriebsmittel.

Demgegenüber erzielt die Verdopplung der Leitungen b und g eine positive Wirkung auf die SAIDI-Beiträge der dahinterliegenden Verbraucher, was in den Varianten MP, MPQ und MPQK ersichtlich ist. Da vorher auf diesen beiden Leitungen im Normalschaltzustand keine Leistungserhöhung möglich ist, kann im Fehlerfall keine zusätzliche Leistung übernommen werden. Somit bleiben die Verbraucher an den Strängen g, j, l, m, n und o in den Varianten M und MQ im Fehlerfall längere Zeit unversorgt. Das übrige Netz erfährt wieder eine einheitliche minimale Erhöhung der SAIDI-Beträge durch die erhöhte Anzahl an Betriebsmitteln. Die Unterschiede zwischen den drei Parallelleitungsvarianten sind minimal. Allerdings bringt in dieser Kombination die Hinzunahme von Sicherungen eine leichte Verbesserung, so dass der niedrigste SAIDI-Wert von 7,76 Minuten für das ganze Netz mit der Variante MPQK erzielt wird.

---

### 5.3.3 Kabelverteilerschränke

---

Weiterhin wird der vorgängig beschriebenen Bedeutung der Kabelverteilerschränke Rechnung getragen und an geeigneten Stellen im Netz Muffen durch KVS mit Sicherungen ersetzt. Dies wird am Beispiel von Netz „6, L1“ vorgestellt. Zunächst ist die Topologie in Abb. 5.11 dargestellt.

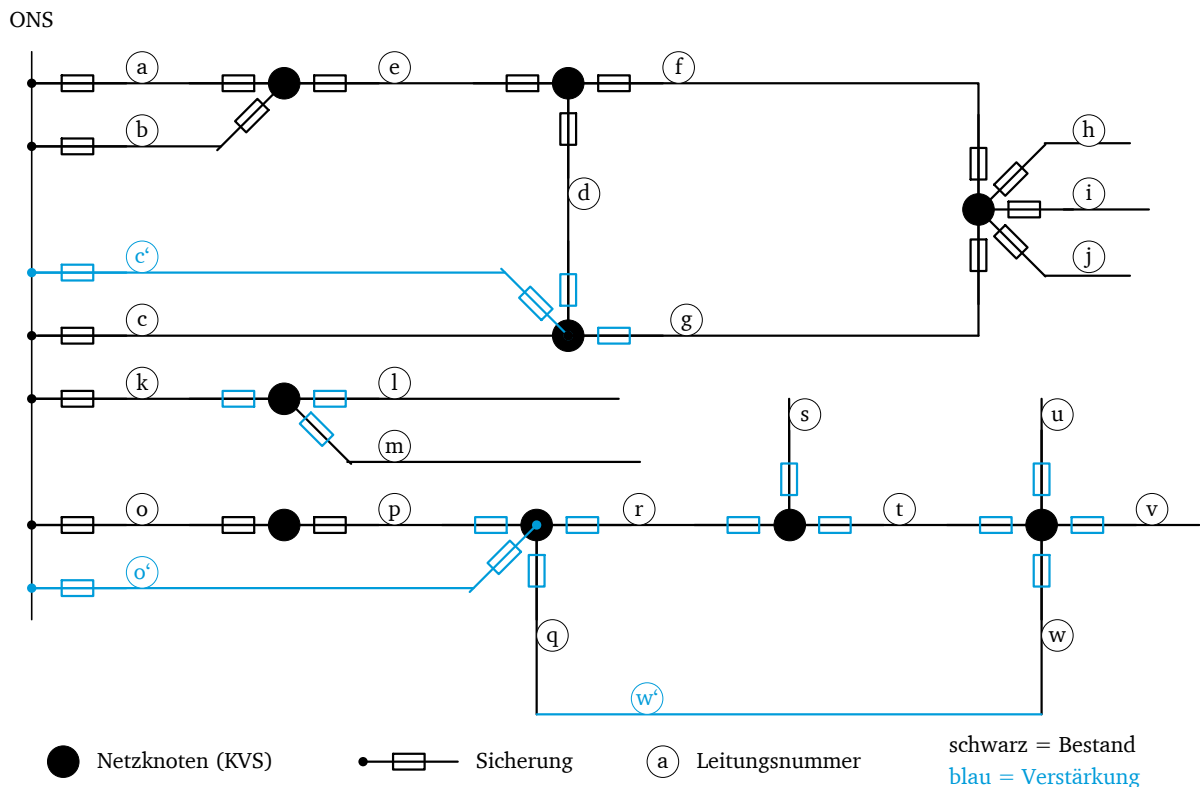


Abb. 5.11: Zusätzliche KVS und Verstärkungsmaßnahmen (in blau) von NS-Netz 6, L1

Dieses NS-Netz besteht im Wesentlichen aus zwei Teilen: die Leitungen a bis j sind Teil eines Ringes, d.h. die dort angeschlossenen Kunden besitzen grundsätzlich mehrere Möglichkeiten der Versorgung. Die Leitungen k bis w bilden eine Baumstruktur. Hier fällt auf, dass abgesehen von einer Ausnahme die Verzweigungen feste Verbindungen darstellen.

Die Festlegung der Szenarien und Varianten erfolgt ähnlich wie im vorigen Unterabschnitt:

- 0 Ausgangslage ohne PV-Einspeisung und ohne Veränderung der Topologie,
- M Maximaler PV-Zubau für das Einhalten der Leitungsauslastungen, Faktor 0,97 bezogen auf Szenario 1 (gemäß Unterabschnitt 3.3.2), weshalb letzteres gar nicht aufgeführt wird. Dies bildet das Referenzszenario für die folgenden Topologievarianten.
- MK wie M, aber mit zusätzlichen KVS mit Sicherungen an allen Verzweigungen,
- MKQ wie MK, aber mit einer zusätzlichen Querverbindung, hier Leitung w',
- MKP wie MK, aber mit zusätzlichen Parallelleitungen, hier die Leitungen c' und o',
- MKPQ Kombination aus MKQ und MKP.

Dazu sind in Tabelle 5.4 die Zuverlässigkeitskenngrößen für das NS-Netz, die prozentuale Veränderung des SAIDI-Wertes gegenüber Szenario M sowie der jeweilige Faktor für die vorhandene PV-Einspeisung angegeben.

Tabelle 5.4: Zuverlässigkeitskenngrößen für verschiedene Ausbauvarianten von NS-Netz 6, L1

Variante	Faktor PV-Einspeisung	SAIFI in 1/a	CAIDI in min	SAIDI in min / a	Veränderung SAIDI
0	0	0,137	1,293	10,754	nicht relevant
M	0,97	0,137	1,401	11,614	-
MK	0,97	0,122	1,370	10,034	-13,6 %
MKQ	0,97	0,122	1,337	9,751	-16,0 %
MKP	0,97	0,121	1,366	9,923	-14,6 %
MKPQ	0,97	0,121	1,333	9,640	-17,0 %

In Abb. 5.12 sind die SAIDI-Beiträge der einzelnen Kunden für diese Varianten gezeigt. Da sich diesbezüglich die Kunden am gleichen Leitungsabschnitt nicht unterscheiden, sind die Ergebnisse wiederum nur je Leitungsabschnitt gemäß obiger Topologie dargestellt. In diesem Netz gibt es insgesamt 81 Kunden, bis zu zehn am selben Leitungsabschnitt. Der mit der Kundenanzahl gewichtete Durchschnitt der SAIDI-Beiträge aus der Abbildung ergibt den SAIDI-Wert in der Tabelle.

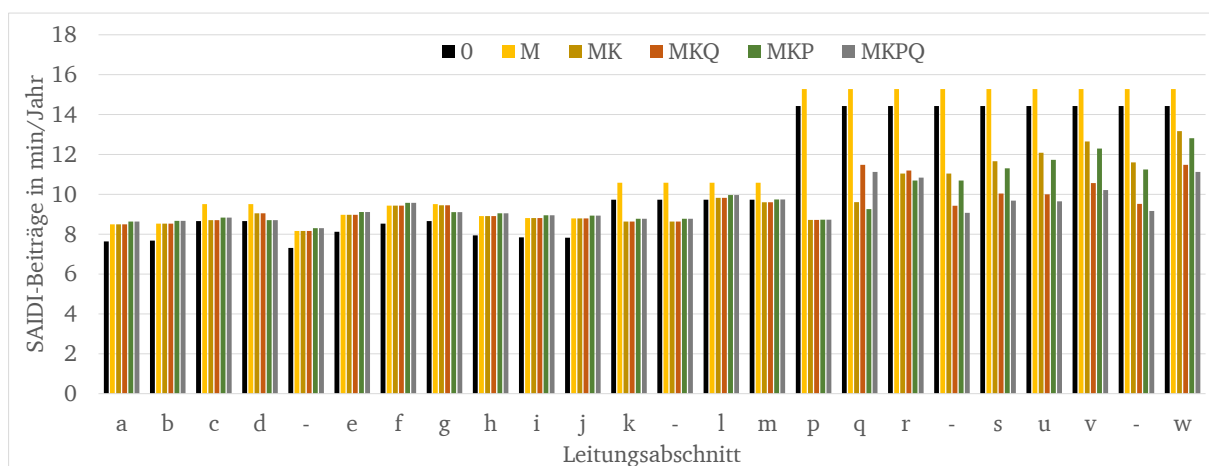


Abb. 5.12: SAIDI-Beiträge der einzelnen Kunden für verschiedene Ausbauszenarien von NS-Netz 6, L1

Die Ausgangslage (Szenario 0) bildet wieder die Situation im bestehenden Netz und ohne PV-Anlagen. Im Szenario M ist der PV-Zubau in dem Ausmaß eingestellt, dass die Lastflussgrenzwerte gerade noch eingehalten werden. Dies entspricht einem Faktor von 0,97 gegenüber der ermittelten Referenzzuteilung von PV-Einspeisung (gemäß Unterabschnitt 3.3.2). Die SAIDI-

---

Beiträge nehmen um 6 % bis 12 % (im Mittel 8 %) zu, am stärksten bei den Leitungen h, i und j. Der Grund dafür liegt darin, dass wegen der höheren Auslastung der Leitungen a, b und c nicht mehr in allen Fällen eine redundante Versorgung möglich ist. Absolut gesehen sind die SAIDI-Beiträge aber immer noch niedriger als in der Baumstruktur (Leitungen k bis w). Dadurch, dass alle verzweigten Leitungen hinter einer Sicherung am Stammkabel angeschlossen sind, sind die SAIDI-Beiträge dort gleich und damit auch hoch. Mit dem Hinzufügen von KVS (Variante MK) erfolgt dort eine Verringerung um 14 % bis 28 % und somit auch eine Annäherung an die Kunden in der Ringstruktur. Einschließlich der davon nicht betroffenen Netzteile ergibt sich eine Reduzierung des SAIDI-Wertes im gesamten NS-Netz um 13,6 %.

Zum Vergleich mit dem Beispiel in Unterabschnitt 5.3.2 werden die gleichen Netzverstärkungen durchgeführt, so dass Variante MK als Ausgangslage dienen kann. In der Variante MKQ sind die beiden Leitungen q und w miteinander verbunden, so dass ein Ring entsteht, der aber im Normalschaltzustand offen betrieben wird. Somit sind zunächst die SAIDI-Beiträge der Leitungen q und w identisch, was in einem Fall eine Erhöhung, im anderen Fall eine Reduzierung gegenüber der Ausgangslage bedeutet. Weiterhin profitieren die Leitungen in diesem Netzteil, was zu einer Verbesserung von 2,4 Prozentpunkten für das gesamte NS-Netz gegenüber Variante MK führt. In der Variante MKP werden stattdessen die Verstärkungsleitungen c' und o' eingefügt. Dadurch kommt es zu einer Verbesserung des SAIDI-Wertes bei den davon versorgten Kunden. Gleichzeitig wirkt das Vorhandensein von zusätzlichen Betriebsmitteln auf das gesamte Netz, so dass sich der SAIDI-Wert nur um 1,0 Prozentpunkte gegenüber Variante MK verbessert. In der Variante MKPQ sind die beiden vorher erwähnten Maßnahmen kombiniert. Die Auswirkungen addieren sich, so dass sich der SAIDI-Wert insgesamt um 3,4 Prozentpunkte verbessert. Dieses Beispiel zeigt, dass das Einfügen von Umschaltmöglichkeiten das größere Potenzial zur Verbesserung der Zuverlässigkeitskenngrößen hat als Netzverstärkungen in Form von Parallel- oder Querverbindungen für die Baumstruktur.

---

#### **5.3.4 Zwischenfazit**

---

Die Simulationen haben gezeigt, dass sich die Zuverlässigkeitskenngrößen durch Quer- oder Parallelleitungen bzw. durch KVS mit Sicherungen verbessern lassen. Es kommt jedoch stets auf die Ausgangstopologie und die Vorbelastung des Netzes an. So ist zunächst festzustellen, dass durch die Steigerung der PV-Einspeisung bis zum Erreichen der zulässigen Leitungsauslastung (Szenario M) gegenüber der Situation ohne Einspeisung eine Verschlechterung der SAIDI-Werte eintritt. Das genaue Ausmaß hängt vom Netz ab, bewegt sich aber in der Größenordnung

---

von zehn Prozent. Weiterhin hat sich gezeigt, dass der größte Einfluss auf den SAIDI-Wert von Sicherungen und damit Umschaltmöglichkeiten in KVS ausgeht. Auch hier ist entscheidend, an welcher Stelle im Netz diese eingefügt werden. Bei Strahlennetzen (wie am Beispielnetz 6, L1 gezeigt) ist hier mehr Steigerungspotenzial als bei Maschennetzen (Beispielnetz 4, L1). Generell führen kleinere Auslösebereiche, d.h. auch offene statt geschlossene Ringe, bereits in der Ausgangslage zu einer geringeren Ausfallhäufigkeit.

Abschließend soll noch ein Parameter erwähnt werden, der in den vorgestellten Simulationen nicht verändert wird. So bleibt die örtliche Verteilung der PV-Anlagen im Niederspannungsnetz konstant, d.h. für die Variation der eingespeisten Leistung wird die Leistung aller Anlagen eines NS-Netzes gleichmäßig skaliert. Der gegensätzliche Fall, nämlich die Konzentration der PV-Leistung auf wenige Einspeisepunkte, erfordert einerseits sehr häufig punktuelle Netzverstärkungsmaßnahmen. In der Praxis wird dafür nicht selten ein neuer Netzanschlusspunkt ab dem nächstgelegenen KVS oder der nächsten ONS realisiert. Grundsätzlich führen mehr Betriebsmittel zu mehr Ausfällen, die aber auch auf mehr Kunden bezogen werden. Bei der Berechnung der Zuverlässigkeitsindizes erhöht sich also Zähler und Nenner, so dass es zu minimalen Erhöhungen oder Reduzierungen der Indizes kommt.

Die beschriebenen Simulationen haben aber gezeigt, dass die Wiederversorgungsmöglichkeiten den größten Einfluss auf die Zuverlässigkeitsindizes haben. Bei konzentrierter Einspeisung sind oft schon für den Normalschaltzustand Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig. Wegen der größeren Anzahl an Betriebsmitteln erhöht sich zwar die Ausfallhäufigkeit minimal, aber für das restliche Netz bleibt die Belastungssituation dieselbe, so dass bei der Fehlereffektanalyse die gleichen Umschaltungen zur Wiederversorgung getätigt werden. Dadurch ist die Vergleichbarkeit der Ergebnisse erschwert.



---

## 6 Finanzielle Bewertung

---

Bei den vorigen Kapiteln Lastfluss (Kap. 4) und Zuverlässigkeit (Kap. 5) stehen die Größen im Mittelpunkt der Simulationen, die für Planung und Betrieb eines elektrischen Verteilungsnetzes aus technischer Sicht relevant sind. Der Einfluss von dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Netzstruktur hat aber auch eine finanzielle Komponente, welche in diesem Kapitel in Grundzügen beleuchtet wird. Dabei sollen Kosten und Nutzen stets aus der Sicht des VNB's betrachtet werden. Im Kern lässt sich die Fragestellung auf ein Optimierungsproblem zurückführen, entweder zur Minimierung der Kosten oder zur Maximierung des Nutzens.

Im ersten Fall ist die PV-Einspeisung gegeben und es gilt, diese mit den effizientesten Maßnahmen, d.h. zu geringsten Kosten, in das bestehende Netz zu integrieren. Kosten können entstehen durch Netzausbaumaßnahmen, durch Entschädigung von reduzierter Einspeisung (Einspeisemanagement) oder Abschläge wegen schlechter Zuverlässigkeitskennzahlen. Im zweiten Fall sind die Maßnahmen vorgegeben. Hier ist das Ziel, die Einspeiseleistung, welche das Netz aufnehmen kann, d.h. den Nutzen, zu maximieren.

Der Betrieb eines elektrischen Netzes stellt ein natürliches Monopol dar und wird deswegen von der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, kurz Bundesnetzagentur, reguliert. Seit 2009 geschieht dies mittels des Instruments der Anreizregulierung, wonach für die Erlöse des Netzbetreibers eine individuelle Obergrenze vorgegeben wird. Die Ermittlung dieser Netznutzungsentgelte hängt von zahlreichen Faktoren ab.

---

### 6.1 Erlös- und Kostensituation im Netzbetrieb

---

Die Netzbetreiber haben aus dem EnWG die Aufgabe, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung mit Elektrizität zu gewährleisten [33]. Dies umfasst neben dem Betrieb auch den Unterhalt und bedarfsgerechten Ausbau des Netzes. Die Erlöse für den Netzbetreiber bestehen im Wesentlichen aus der Erhebung von Netzentgelten von den Netzkunden.

Mit Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung zum 1. Januar 2009 erfolgt die Festsetzung der Netzentgelte nicht mehr allein anhand der Kosten eines einzelnen Netzbetreibers. Stattdessen gibt es eine feste Erlösobergrenze, in deren Berechnungsformel auch Parameter einfließen, die der Netzbetreiber nicht verantworten kann. Der Wirkungsmechanismus der Anreizregulierung basiert auf einem bundesweiten Effizienzvergleich. Die Erlösobergrenze für Netzentgelte

gesteht einem effizienten Netzbetreiber einen angemessenen Gewinn zu. Werden die Vorgaben übererfüllt, verbleibt der zusätzliche Gewinn beim Netzbetreiber, weshalb dieser einen Anreiz hat, effizienter zu sein als die Vorgabe. Gleichzeitig erzielt ein nicht effizienter Netzbetreiber einen niedrigeren Gewinn bzw. einen Verlust. Dadurch steigt langfristig die Effizienz aller Netzbetreiber, so dass die Erlösobergrenze sinkt und diese Einsparungen in Form von niedrigeren Netzentgelten an die Kunden, die letztendlich davon profitieren sollen, weitergegeben werden. Das Grundprinzip der Unterteilung in dauerhaft nicht beeinflussbare, vorübergehende nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kostenarten ist in Abb. 6.1 dargestellt.

Kosten des Netzbetreibers $i$	Kosten des effizientesten Netzbetreibers
Beeinflussbare (ineffiziente) Kosten des Netzbetreibers $i$	
Vorübergehend nicht beeinflussbare (effiziente) Kosten	
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	

Abb. 6.1: Kostenarten der Anreizregulierung

Demnach hat der effizienteste Netzbetreiber keine beeinflussbaren Kosten. Für die übrigen Netzbetreiber ist es das Ziel, diese Ineffizienzen innerhalb der Regulierungsperiode abzubauen. Die Ermittlung erfolgt durch Kostenprüfung bei den jeweiligen Unternehmen.

Die Festsetzung der Erlösobergrenze nach den §§ 4 bis 16 ARegV erfolgt gemäß Gleichung (6.1), wobei der letzte Term erst ab der zweiten Regulierungsperiode verwendet wird [48].

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad (6.1)$$

Mit

$EO_t$  Erlösobergrenze aus Netzentgelten im Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode

$KA_{dnb,t}$  Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr  $t$

$KA_{vnb,0}$  Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr

$V_t$  Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen im Jahr  $t$

$KA_{b,0}$  Beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr

$VPI_t$  Verbraucherpreisindex im Jahr  $t$

---

---

$VPI_0$	Verbraucherpreisindex für das Basisjahr
$PF_t$	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor für das Jahr $t$
$EF_t$	Erweiterungsfaktor für das Jahr $t$
$Q_t$	Qualitätsbezogene Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze im Jahr $t$
$VK_t$	volatiler Kostenanteil im Jahr $t$
$VK_0$	volatiler Kostenanteil im Basisjahr
$S_t$	1/5 des Saldos des Regulierungskontos (ab der zweiten Regulierungsperiode).

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile werden in § 11 ARegV Abs. 2 definiert. Dies sind in erster Linie Kosten und Erlöse, die durch Gesetze oder Verordnungen verursacht werden und dadurch nicht im Einflussbereich der jeweiligen Netzbetreiber liegen. Dazu zählen Steuern und Konzessionsabgaben, aber auch Investitionen ins Netz und Betriebskosten bzw. Entschädigungen an Kunden, sofern diese auf einem Gesetz oder einer Verordnung beruhen, z.B. Kosten für Nachrüstung von Wechselrichtern gemäß Systemstabilitätsverordnung oder vermiedene Netzentgelte bei EEG- oder KWK-Anlagen gemäß der Stromnetzentgeltverordnung.

Die nächste Kostenart betrifft die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten, welche ebenfalls nicht zurechenbare strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete beinhalten. Diese fallen bei allen Netzbetreibern im gleichen Umfang an, weshalb sie als effiziente Kosten gelten. Sie stellen ein Ergebnis des Effizienzvergleichs im Basisjahr dar und sind daher durch den Netzbetreiber kurzfristig nicht beeinflussbar.

Die beeinflussbaren Kostenanteile werden ebenfalls im Basisjahr als Residualgröße aus den Gesamtkosten nach Abzug beider nicht beeinflussbarer Kosten sowie nach Abzug des Kapitalkostenabzugs ermittelt. Sie liegen somit im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber und werden durch deren operative und individuelle Entscheidungen bestimmt. Gemäß der Logik der Anreizregulierung stellt dieser Kostenblock ineffiziente Kosten dar und soll über die Regulierungsperiode hinweg abgebaut werden. Mit dem Verteilungsfaktor wird der Abbau der im Effizienzvergleich ermittelten Ineffizienzen auf die einzelnen Jahre einer Regulierungsperiode verteilt, so dass sie am Ende komplett abgebaut sind.

Drei Faktoren wirken auf vorübergehend nicht beeinflussbare sowie auf beeinflussbare Kosten. Die allgemeine Geldentwertung ist über die Änderung des Verbraucherpreisindex bezogen auf das Basisjahr berücksichtigt. Diese wird um den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor re-

---

duziert. Damit wird die Abweichung des Produktivitätsfortschritts und der Einstandspreisentwicklung zwischen Netzbetreibern und der Gesamtwirtschaft abgebildet. Für die ersten beiden Regulierungsperioden ist dieser Wert auf 1,25 % bzw. 1,5 % festgesetzt. Im Erweiterungsfaktor werden nachhaltige Änderungen der Versorgungsaufgabe innerhalb einer Regulierungsperiode abgebildet. Dies betrifft die Fläche des versorgten Gebietes, die Anzahl der Anschlusspunkte sowie die Jahreshöchstlast.

Drei Summanden wirken unmittelbar auf die Erlösobergrenze. Mit dem Qualitätselement werden Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze vorgenommen, wenn der Netzbetreiber von den Kennzahlvorgaben für die Versorgungsqualität abweicht. Dies wurde im Verlauf der ersten Regulierungsperiode erarbeitet und ab dem 1. Januar 2012 umgesetzt. Damit soll verhindert werden, dass erforderliche Investitionen in die Netze zu Lasten der Versorgungsqualität unterbleiben. Bestimmte Kosten, die starken jährlichen Schwankungen unterliegen, werden durch die Ermittlung volatiler Kostenanteile gesondert berücksichtigt. Schließlich wird zum Ausgleich von Prognoseunsicherheiten durch Mengenschwankungen am Jahresende die Differenz zwischen Erlösobergrenze und tatsächlichem Erlös auf einem Regulierungskonto verbucht. Dieser Saldo wird am Ende einer Periode ermittelt und innerhalb der nächsten Periode ausgeglichen.

---

## **6.2 Finanzielle Auswirkungen von Netzverstärkungsmaßnahmen**

---

Netzverstärkungen, wie sie in den beiden vorigen Kapiteln als Abhilfemaßnahmen beschrieben werden, sind planerische Entscheidungen der Netzbetreiber. Diese sind aus technischer Sicht geprägt von den unternehmensspezifischen Planungsgrundsätzen. Das Regulierungsregime bildet hierfür über Vorgaben und Anreize den wirtschaftlichen Rahmen. Dessen Wichtigkeit für den einzelnen VNB hängt von unterschiedlichen Faktoren ab. Dennoch ist sie nicht zu vernachlässigen, weil dieser Rahmen im Grunde das Geschäftsmodell des Netzbetreibers festlegt.

---

### **6.2.1 Netzverstärkungen und Einspeisemanagement**

---

Die in Kapitel 4 angestellten Lastflussberechnungen stellen das notwendige Vorgehen dar, um Anschlussgesuche für Einspeiseanlagen zu beurteilen. Beim Lastfluss geht es um betriebliche Grenzwerte bei Spannungsband und Auslastung, die eingehalten werden müssen. Aus regulatorischer Sicht handelt es sich im Fall von Netzverstärkungen um dauerhaft nicht beeinflussbare

---

Kosten, da der Anschluss der DEA durch Gesetze und Verordnungen geregelt ist. Gleiches gilt für die Entschädigungszahlungen, die der Netzbetreiber auf Grund von Einspeisemanagement-Maßnahmen zu leisten hat, sofern die Maßnahme erforderlich war und sie der Netzbetreiber nicht zu vertreten hat. Rein betriebswirtschaftlich hat der VNB also keinen Anreiz, das Netz besonders kosteneffizient auszubauen. Solange sich die Kosten nachweisen lassen, werden sie bei der Festsetzung der Erlösobergrenze berücksichtigt und in Form von Netzentgelten an die Kunden weitergegeben. So hat es die Bundesnetzagentur im Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement präzisiert [49]. Nachteilig ist allerdings der Zeitverzug von zwei Jahren, da immer die Kosten im Vorjahr die Netzentgelte des Folgejahres bestimmen.

Netzverstärkungsmaßnahmen, welche aus einer Änderung der Versorgungsaufgabe resultieren, können im Lauf einer Regulierungsperiode über den Erweiterungsfaktor abgebildet werden. Beim Anschluss von neuen DEA sind die Voraussetzungen durch Erhöhung der Last bzw. der Anzahl der Anschlusspunkte grundsätzlich gegeben. Allerdings werden Veränderungen erst ab einem Schwellenwert von 0,5 % berücksichtigt. Zudem besteht auch hier aufgrund des Beantragungs- und Prüfmechanismus ein Zeitverzug von bestenfalls einem halben, schlimmstenfalls eineinhalb Jahren bis zum Niederschlag in der Erlösobergrenze.

Aus diesen Gründen besteht aus Sicht der Liquidität trotzdem ein Interesse, bevorzugt kostengünstige Maßnahmen umzusetzen. Dies bietet außerdem die Möglichkeit, eine Vorreiterrolle einzunehmen und künftige Standards mitzugestalten. Weiterhin sollte ein VNB auch die Perspektive seiner Kunden kennen und berücksichtigen. Daher werden an dieser Stelle die finanziellen Auswirkungen von Blindleistungsregelung und Einspeisemanagement vorgestellt, die schlussendlich den Anlagenbetreiber betreffen.

Im Unterabschnitt 4.4.2 ist bereits erwähnt, dass in [34] verschiedene Varianten der Blindleistungsregelung aus technischer Sicht in zwei der zwölf repräsentativen NS-Netzen verglichen wurden. Hier hat sich gezeigt, dass ein fester Verschiebungsfaktor am effektivsten ist, d.h. zu den wenigsten Spannungsüberhöhungen führt, gefolgt von der Regelung mit Kennlinie nach Abb. 4.24. Aus finanzieller Sicht ist aber die dafür nötige Menge an Blindleistung relevant; diese ist im Falle der Kennlinie am geringsten. Es lässt sich daher die Effizienz der Regelung definieren, was in Abb. 6.2 verdeutlicht werden soll.

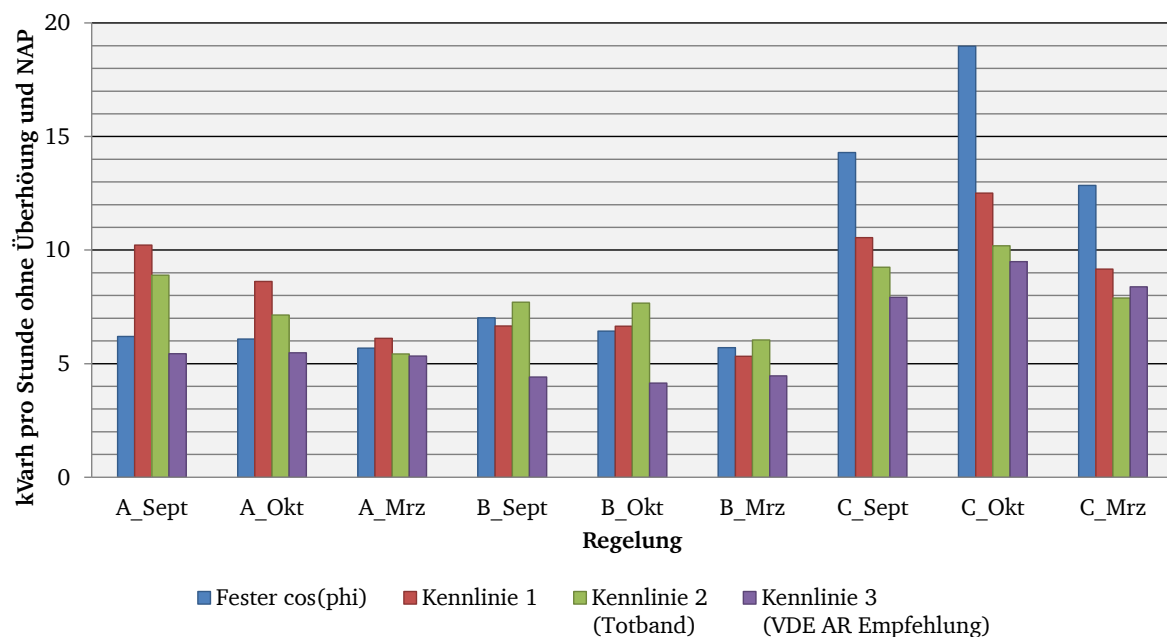


Abb. 6.2: Effizienz der Blindleistungsregelung für verschiedene Konfigurationen, Tage und Varianten

Hier sind die Ergebnisse von drei unterschiedlichen Konfigurationen (A, B, C) und drei Tagesverläufen (September, Oktober und März) für vier Varianten der Blindleistungsregelung (fester  $\cos\phi$  sowie drei Kennlinien) dargestellt. Mit der Effizienz der Blindleistungsregelung wird die Menge an Blindleistung beschrieben, die nötig ist, um die Zeitintervalle mit Spannungsüberhöhungen um eine Stunde zu reduzieren. Ein geringerer Wert drückt also eine höhere Effizienz aus. Auch mit diesem Maß liegt die Kennlinie nach Abb. 4.24 (hier bezeichnet als Kennlinie 3) fast immer im Vorteil. Blindleistungsregelung an sich führt praktisch zu keinen Zusatzkosten, weder für den VNB noch für den Anlagenbetreiber. Es ist aber so, dass der Wechselrichter bei gleicher Wirkleistung nunmehr auf eine höhere Scheinleistung ausgelegt sein muss, was die Anlage für den Betreiber verteuert. Eine gesetzliche Entschädigung dafür ist nicht vorgesehen, so dass der VNB damit keinen zusätzlichen Aufwand hat.

Die Abregelung von Wirkleistung (Einspeisemanagement) ist durch das EEG geregelt. Demnach sind die zusätzlichen Ausrüstungen durch den Anlagenbetreiber bereitzustellen. Dafür wird die nicht eingespeiste Energie zu 95 % entschädigt. Bei PV-Anlagen bis 30 kWp kann alternativ dazu eine fixe Begrenzung auf 70 % der Anlagenleistung gewählt werden, dies allerdings ohne Anspruch auf Entschädigung. Aus Sicht des Anlagenbetreibers ist abzuwägen, ob er in zusätzliche Ausrüstung für das Einspeisemanagement investiert und dafür nur im Falle von tatsächlicher Abregelung durch den Netzbetreiber auf 5 % der Einnahmen verzichtet oder ob er den Wechselrichter nur auf 70 % der Modulleistung dimensioniert, dadurch an Installationskosten spart, aber somit erfahrungsgemäß etwa 3 % der Jahresenergie pro Jahr ersatzlos verliert. Die

fixe Kappung der Wirkleistung ist an keine weiteren Bedingungen geknüpft, während das Einspeisemanagement nur bei Netzengpässen greift. Sofern man Spannungsbandverletzungen auch dazu zählt, können diese bereits im Vorfeld durch Blindleistungsregelung verringert werden. Die entgangenen Einnahmen bei der 70 %-Kappung sind höher als beim Einspeisemanagement. Mit dem Rückgang der gesetzlichen Einspeisevergütung verliert dieser Nachteil über die gesamte Lebenszeit der Anlage jedoch an Bedeutung. Gleichzeitig herrscht ein steigender Konkurrenzdruck bei Herstellern von Wechselrichtern oder von wechselrichterunabhängigen Datenloggern, so dass z.B. Wirkleistungsbegrenzung in ein Paket von Zusatznutzen integriert. Dadurch sind diese beiden Alternativen nicht ceteris paribus vergleichbar.

---

### 6.2.2 Qualitätselement und Netzentgelte

---

Die in Kapitel 5 untersuchten Zuverlässigkeitskenngrößen werden über das Qualitätselement in der Regulierungsformel abgebildet. Aktuell ist diese Bonus-/Malus-Ermittlung allein auf die durchschnittliche Nichtverfügbarkeitsdauer pro Kunde (SAIDI) gestützt. Es ist aber beabsichtigt, die Qualitätskomponente zu erweitern. Somit wird zuverlässigkeitsbedingter Netzausbau bereits in der aktuellen Regulierungsperiode direkt honoriert, zumindest in der Theorie. Die Nichtverfügbarkeitsdauer als Qualitätsindikator kann allerdings nicht vollends dem Netzbetreiber zugerechnet werden. Investitionen zur Steigerung der Zuverlässigkeit liefern keine Garantie auf Erfolg. Letztendlich ist nur die Wiederversorgungsdauer über planerische und betriebliche Maßnahmen direkt vom Netzbetreiber beeinflussbar; der stochastische Charakter von Ausfällen bleibt erhalten. Aufgrund der geplanten Weiterentwicklung der Qualitätskomponente ist es aber dennoch lohnenswert.

Der monetäre Wert der Nichtverfügbarkeitsdauer wird durch die Bundesnetzagentur auf 0,18 Euro pro Minute und Kunde und Jahr festgelegt. Dieser Wert beruht auf Annahmen über die sektorale Wirtschaftsleistung bzw. den Freizeitnutzen pro Kilowattstunde, so dass eine ausgefallene Kilowattstunde einen monetären Wert erhält. Aus diesem errechnet sich über die Gesamtzahl der Endkunden und den jährlichen Stromabsatz der oben genannte Monetarisierungsfaktor. Der Bonus/Malus für den einzelnen Netzbetreiber in Euro pro Jahr errechnet sich aus der Abweichung der tatsächlichen Nichtverfügbarkeit von einem Referenzwert in Minuten, multipliziert mit dem Monetarisierungsfaktor und der Anzahl der Endkunden gemäß Gleichung (6.2) [50].

$$Q_i = (Q_i^{\text{Ref}} - Q_i^{\text{ind}}) * \text{Anzahl Letztverbraucher}_i * 0,18 \frac{\text{€}}{\text{min} * \text{Kunde} * \text{Jahr}} \quad (6.2)$$

---

Mit

$Q_i$  Bonus/Malus der entsprechenden Netzebene  $i$

$Q_i^{\text{Ref}}$  errechneter Referenzwert der-Netzzuverlässigkeit der entsprechenden Netzebene  $i$

$Q_i^{\text{ind}}$  individuelle Kennzahl der Netzzuverlässigkeit der entsprechenden Netzebene  $i$

Da der Bonus/Malus als Summand in die Gleichung (6.1) zur Bestimmung der Erlösobergrenze eingeht, bezieht er sich auf die Gesamterlöse des Netzbetreibers. Die Verbesserung des SAIDI-Wertes in einem NS-Netz mit 100 Kunden um jede Minute erhöht die Erlösobergrenze um 18 Euro. In einer Investitionsrechnung für Netzausbaumaßnahmen ist dieser Betrag als jährlicher Erlös anzusetzen. Somit ist naheliegend, dass nur in extremen Ausnahmefällen mit deutlicher Steigerung des SAIDI ein Netzausbau allein deswegen durchgeführt wird. In den meisten Fällen kann die Steigerung der Zuverlässigkeit lediglich eine von mehreren Erlösgrößen sein.

Eine andere Möglichkeit, die Größenordnung des Qualitätselements einzuordnen, bietet sich über die Höhe der Netzentgelte. Diese können als proportional zur Erlösobergrenze angenommen werden. Für Haushaltskunden beträgt der durchschnittliche Preis 0,065 €/kWh in den letzten drei Jahren [43]. Multipliziert mit dem zugehörigen Energieverbrauch von 3.500 kWh pro Kunde und Jahr ergeben sich Netzentgelte von rund 230 Euro pro Kunde und Jahr. Eine Verbesserung des SAIDI um eine Minute erlaubt, ebenfalls pro Kunde und Jahr, um 0,18 Euro höhere Netzentgelte, was weniger als 0,1 % entspricht.



---

## 7 Fazit

---

Dezentrale Erzeugung ist kein grundsätzlich neues Thema, weder in der Theorie noch in der Praxis. Wie so oft ist es aber die Dosis, die entscheidet, ob etwas auffallend ist oder nicht. So waren DEA lange Zeit eine Ausnahme in der überwiegend zentral geprägten Energieversorgungslandschaft und fielen so nicht weiter ins Gewicht. Das Augenmerk der Öffentlichkeit und der Politik lag auf der Seite der Energieerzeugung. Der Zweck des EEG von 2000 und seines Vorläufers, des Stromeinspeisegesetzes von 1991, ist es, den Anteil der erneuerbaren Energieerzeugung zu erhöhen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung zu fördern.

Spätestens mit dem sprunghaften Zubau von PV-Anlagen von jeweils über 7 GW in den Jahren 2010 bis 2012 wurde deutlich, dass es dafür Anpassungen bei der Infrastruktur zur Verteilung benötigt. Hier ist hauptsächlich die Niederspannungsebene betroffen, die hinsichtlich der Stromkreislänge den weitaus größten Anteil an den öffentlichen Versorgungsnetzen in Deutschland ausmacht. Dort befindet sich der Netzanschlusspunkt für die deutliche Mehrzahl der DEA, allen voran PV-Anlagen. Deswegen stehen diese im Mittelpunkt der Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit. Deren Einfluss auf die Netzstruktur besteht darin, dass die Verteilungsnetze, die ehemals als Ausspeisenetze konzipiert wurden, anfangs vereinzelt und zunehmend häufiger zu Einspeisenetzen werden; der Stromversorger wird zum Stromentsorger. Die zugehörige Versorgungsaufgabe ist eine andere. Dadurch, dass im EEG eine grundsätzliche Einspeisegarantie eingebaut ist, ist die Erzeugerseite allein auf die elektrische Arbeit fokussiert. Ein Netz muss aber für die elektrische Leistung, d.h. auf die Belastung zu jedem bestimmten Zeitpunkt, dimensioniert werden. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit mit Zeitverläufen für Lasten und Erzeugungsanlagen simuliert.

Im Unterschied zu Stromabnehmern ist bei der Photovoltaikproduktion eine starke Kopplung zwischen benachbarten Anlagen über den Sonnenstand bzw. die Bewölkung inhärent gegeben. Dadurch fällt die Jahresdauerlinie dieser Anlagen anfangs sehr steil ab, d.h. die maximale Leistung tritt nur während ganz weniger Stunden im Jahr auf. Wegen der erwähnten Abnahmeverpflichtung muss das Netz aber für diese wenigen Stunden dimensioniert werden.

Fragestellungen für das Verteilungsnetz sind in erster Linie ein Mengenproblem und dadurch gekennzeichnet durch eine große Vielfalt. Aus diesem Grund wird ein Cluster-Ansatz zur Kategorisierung der Niederspannungsnetze gewählt. Der zugrundeliegende Algorithmus teilt die 331 NS-Netze gemäß ihrer Ähnlichkeit zueinander basierend auf zwei qualitativen und fünf quantitativen Kriterien in sechs Cluster ein. Ein wesentlicher Grund für diesen sogenannten

---

„machine learning“ Ansatz ist eine höhere Objektivität der Ergebnisse durch die eindeutige Reproduzierbarkeit der Abläufe, insbesondere bei der Bewertung von qualitativen Kriterien. Vollständige Objektivität ist letztendlich nur sehr schwer zu erreichen. Selbst wenn man anhand eines Faktors eine eindeutige Abgrenzung zwischen Ring- und Maschennetzen definiert, kann es trotzdem sein, dass ein derart als Ringnetz klassifiziertes Netz sich trotzdem eher wie ein Maschennetz verhält oder umgekehrt. An irgendeiner Stelle muss man Regeln definieren, um bestimmte Eigenschaften zu bewerten, und diese Bewertung kann subjektiv sein. Dieser Nachteil der vorgelagerten Klassenbildung ist auch bei der gewählten Vorgehensweise nicht behoben. Aber durch den Cluster Algorithmus sind zumindest die Bewertung und der Vergleich mit quantitativen Kriterien objektiv möglich.

Als Resultat dieser Clusterbildung stehen zwölf repräsentative NS-Netze zur Verfügung, die detailliert in einem Netzberechnungsprogramm nachgebildet werden. Die eigentliche Untersuchung des Einflusses von DEA erfolgt dann mit einer Lastfluss- und einer Zuverlässigkeitsberechnung. Technische Normen verlangen die Einhaltung von Grenzwerten bei Strom und Spannung. Bevor eine neue Erzeugungsanlage ans Netz angeschlossen wird, muss die neue Situation mit einer Lastflusssimulation untersucht werden. Dieser Schritt, welcher das Tagesgeschäft im Netzanschlusswesen eines VNB darstellt, wird im Rahmen dieser Untersuchung gesamthaft für ganze Niederspannungsnetze und unter Berücksichtigung von Zeitreihen von zwei Jahren Dauer durchgeführt. Ein wesentlicher Schritt für eine systematische Vorgehensweise ist die Begrenzung der Anzahl an Szenarien. Dazu werden mehrere Dimensionen definiert: drei Konfigurationen bestimmen die Präsenz von DEA: zunächst keine DEA, dann in ausgewählten repräsentativen NS-Netzen, dann in allen NS-Netzen. Szenarien beschreiben die Maßnahmen im Netz zur Behebung von durch DEA verursachte Grenzwertverletzungen: keine Maßnahmen, Wirkleistungsregelung, Blindleistungsregelung und Spannungsregelung. Ferner gibt es ein Nullszenario entsprechend der Konfiguration ohne DEA. Bei der Zuverlässigkeitsbetrachtung werden außerdem Varianten unterschieden, die den Netzausbau betreffen: Kabelverteilerschränke, Parallelleitungen und Querleitungen. Mit dem verwendeten Rechenprogramm kann die Lastfluss- und die Zuverlässigkeitsberechnung mit dem gleichen Netzmodell durchgeführt werden. Die Eingabe von Simulationsparametern sowie die Ausgabe von Simulationsergebnissen über kommagetrennte Textdateien haben sich bewährt, obwohl der verbleibende manuelle repetitive Aufwand nicht vollständig eliminiert werden konnte. Zur Bewältigung der großen Datenmengen wird die frei verfügbare Software R verwendet, wie schon zum Clustern der NS-Netze.

---

Hauptbestandteil der Untersuchungen sind Lastflussrechnungen. Hierbei werden im Wesentlichen das Verhalten von drei Größen ausgewertet: die Spannung an den Knoten bzw. deren Veränderung zwischen zwei Szenarien, die Auslastung der Transformatoren und die Auslastung der Leitungen. Es zeigt sich, dass am häufigsten die Grenzwerte für die Spannung im NS-Netz verletzt werden. Am wirkungsvollsten ist an dieser Stelle die Entkopplung der Spannungsbänder zwischen MS- und NS-Ebene durch den RONT. Aber auch mit Blindleistungsregelung am Wechselrichter lassen sich besonders hohe Abweichungen reduzieren. Dies geht allerdings mit einer sichtbar höheren Auslastung aller Betriebsmittel, Transformatoren und Leitungen einher. Während unter den gewählten Annahmen für die Durchdringung mit PV-Anlagen in den zwölf repräsentativen NS-Netzen nahezu keine Überlastsituationen entstehen, sind beide MS-Netze davon betroffen. Im Fall von Überlast greift keine der erwähnten Maßnahmen. Dann ist eine Netzverstärkung oder eine Reduzierung der Einspeisung, ggf. gegen Entschädigung, unvermeidbar. Dies stellt eine Abwägung von einmaligen gegenüber laufenden Kosten dar. Ein weiterer Aspekt betrifft die Hoheit über eine Regelung. Während ein zusätzliches Kabel oder ein RONT dem VNB gehört, ist dieser bei Wirk- oder Blindleistungsregelung letztendlich auf den Anlageneigentümer angewiesen.

Die Untersuchungen sind aber auch limitiert durch die große Datenmenge der angefallenen Simulationsergebnisse. Insbesondere Querschnittsauswertungen, d.h. über alle Knoten/Elemente und alle Zeitpunkte benötigten viel Rechenzeit und Datenspeicher. Diese Beobachtung unterstützt die These, dass Fragestellungen im Verteilungsnetz in erster Linie ein Mengenproblem sind. Es bleibt nach wie vor eine Herausforderung, ein notwendiges und akzeptables Maß an Verallgemeinerung zu finden oder die Möglichkeiten zunehmend leistungsfähigerer Simulationsumgebungen zu nutzen. Die Zuverlässigkeitsanalyse zeigt, dass durch Netzverstärkungen die Versorgungszuverlässigkeit wieder auf das Niveau gesteigert werden kann, das ohne DEA vorlag. Allerdings sind die Veränderungen mit rund 10 % eher klein im Vergleich zur Lastflussanalyse. Auch aus technischer Sicht ist zuverlässigkeitsbedingter Netzausbau nicht das dringendste Bedürfnis, da die Versorgungszuverlässigkeit insbesondere in Deutschland mit einer durchschnittlichen Unterbrechungsdauer von 16 Minuten pro Jahr über die letzten zehn Jahre bereits auf höchstem Niveau ist und auch in der jüngsten Vergangenheit noch gesteigert werden konnte. Dennoch sollte einerseits in diesem Zusammenhang nicht unerwähnt bleiben, dass vor allem im Übertragungsnetz immer mehr Redispatch-Maßnahmen nötig werden. Dies zeigt, dass es nicht selbstverständlich ist, dieses hohe Niveau zu halten, was andererseits ein Ziel sein sollte. Aus finanzieller Sicht ist der Anreiz für den Netzbetreiber, von sich aus die Zuverlässigkeit zu steigern, in der Regulierungsformel enthalten, aber noch gering. Im Rahmen der Weiterentwicklung der Anreizregulierung dürfte dies aber an Bedeutung gewinnen.

---

Zukünftige Untersuchungen können sich mit folgenden Themen beschäftigen:

1. Netzschutz: Einerseits können dezentrale Einspeiseanlagen zu Leistungsflussumkehr im regulären Betrieb führen bzw. müssen einen Beitrag zum Kurzschlussstrom im Fehlerfall leisten. Andererseits verändert ein möglicherweise notwendiger Netzausbau die Net-  
zimpedanz, was Auswirkungen auf die Absicherung bestehender Netzanschlüsse haben kann. Beides sollte bei Netzplanung und -betrieb untersucht werden.
2. Verteilte Steuerung: Im Kontext der weiteren Entflechtung der Wertschöpfungskette wird der VNB immer mehr zur Drehscheibe, einerseits für Energie, aber auch für Infor-  
mationen. Einige vorgestellte Konzepte lassen sich durch weitere Nutzung von Daten-  
kommunikation sinnvoll ausbauen, z.B. durch Verschiebung von Leistungsspitzen von  
PV-Anlagen, entweder zeitlich über einen Speicher oder räumlich hin zu anderen Ver-  
brauchern, anstelle einer starren Abregelung. Aus Sicht des VNB kann daraus eine netz-  
dienliche Steuerung verteilter Anlagen entwickelt werden.

---

## Literaturangaben

---

- [1] Balzer, G., Schorn, C.: Asset Management für Infrastrukturanlagen - Energie und Wasser. VDI-Buch. Berlin: Springer Vieweg 2014
- [2] "Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bundesnetzagentur, Bonn 2011
- [3] Lindner, M., Witzmann, R., Marggraf, O., Laudahn, S., Engel, B., Patzack, S., Vennegeerts, H., Moser, A., Gödde, M., Potratz, F., Schnettler, A.: Ergebnisse der FNN-Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung. 2. OTTI-Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. OTTI - Training, Seminare, Tagungen. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut 2015
- [4] Forschung Stromnetze: U-Control - Technischer und wirtschaftlicher Vergleich von Verfahren zur statischen Spannungshaltung, 2017. <http://forschung-stromnetze.info/projekte/statische-spannungshaltung-technisch-und-wirtschaftlich-vergleichen/>, abgerufen am: 03.06.2017
- [5] BKW Energie AG: Vorlagensammlung Smart Grids
- [6] Energiedaten: Gesamtausgabe, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017
- [7] Global Market Outlook for Solar Power 2016-2020, SolarPower Europe, Brüssel 2016
- [8] Maschinenfabrik Reinhausen: GRIDCON® TRANSFORMER. [http://www.reinhausen.com/de/desktopdefault.aspx/tabid-1605/1835\\_read-4652/](http://www.reinhausen.com/de/desktopdefault.aspx/tabid-1605/1835_read-4652/), abgerufen am: 01.07.2015
- [9] Abart, A., Burnier, D., Bletterie, B., Stifter, M., Brunner, H., Lugmaier, A., Schenk, A.: Power Snapshot Analysis: A New Method for Analyzing Low Voltage Grids Using Smart Metering System. CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution. 2011
- [10] Umschalten auf Energiewende mit intelligenter Netztechnik. Smart Operator. Das Projekt zur effizienten Steuerung und Überwachung des Niederspannungsnetzes, RWE Deutschland AG, 2014
- [11] iNES Intelligentes Verteilnetz-Management, SAG GmbH, 2013

- 
- 
- [12] Kerber, G.: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. Uelvesbüll: Der Andere Verlag 2011
- [13] Oeding, D., Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. Heidelberg: Springer 2011
- [14] Lê, S., Josse, J., Husson, F.: FactoMineR: An R Package for Multivariate Analysis. Journal of Statistical Software 25 (2008) 1
- [15] Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2013, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2014
- [16] Deutscher Bundestag: Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV). 2012
- [17] DKE: DKE-IEV Deutsche Online-Ausgabe des IEV. Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch, 2012. <http://www2.dke.de/de/Online-Service/DKE-IEV/Seiten/IEV-Woerterbuch.aspx?search=601-01>, abgerufen am: 27.11.2012
- [18] VDEW-Materialien M-14/2001: Begriffe im liberalisierten Strommarkt, 2001
- [19] VDEW-Materialien M-05/2000: Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step, Fünfgeld, C., Tiedemann, R., 2000
- [20] VDE-AR-N 4105; August 2011. *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, abgerufen am: 03.01.2013
- [21] PV Status Report 2012, Jäger-Waldau, A., 2012
- [22] pvXchange GmbH: Your PV Marketplace. <http://www.pvxchange.com/products>
- [23] Knoll, B., Siemer, J.: Preisindizes. PHOTON - Das Solarstrom-Magazin (2016) August
- [24] Solarshop.net: Datenblätter & Anleitungen. <http://download.solarshop.net/>
- [25] Solare Datensysteme GmbH: SolarLog-Home.de. <http://www.solarlog-home.de/>
- [26] Merkblatt zur VDEW-Richtlinie Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, 2004
- [27] Deutscher Bundestag: Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energie (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). 2011

- 
- [28] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: NETZTRANSPARENZ.DE. Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>
- [29] Balzer, G.: Energieversorgung II, Technische Universität Darmstadt Vorlesungsskript 2011
- [30] Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, BDEW, 2008
- [31] Kerber, G., Witzmann, R.: Loading Capacity of Standard Oil Transformers on Photovoltaic Load Profiles. World Renewable Energy Congress (WRECX), S. 1198–1203
- [32] DIN EN 50160:2011-02; 22.12.2010. *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, abgerufen am: 20.03.2013
- [33] Deutscher Bundestag: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). 2013
- [34] Eisenreich, M., Balzer, G.: Vergütung von Blindleistungsregelung im Verteilnetz. Internationaler ETG-Kongress 2011. 2011
- [35] GRIDCON® Transformer. Spannungsregelung für Verteilungsnetze, Maschinenfabrik Reinhausen
- [36] Schlussbericht der Arbeitsgruppe Smart Grid, Verein Smart Grid Schweiz, Bern 2014
- [37] Eisenreich, M., Cao, S., Balzer, G.: Voltage Regulation in Distribution Grids with High Ratio of Distributed Generation Units. CIRED Workshop 2012. 2012
- [38] Eisenreich, M., Tsioulakis, A., Balzer, G.: Voltage Control in Distribution Networks considering area-wide Use of Regulated Distribution Transformers. International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE). 2012
- [39] Crastan, V., Westermann, D.: Elektrische Energieversorgung 3. Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2012
- [40] Crastan, V.: Elektrische Energieversorgung 1. Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik. Berlin [u.a.]: Springer 2011
- [41] Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik 2008. Berichtsjahr 2008, FNN im VDE, 2009

- 
- 
- [42] IEEE Std 1366TM-2012; 23.05.2012. *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, abgerufen am: 14.04.2013
- [43] Monitoringbericht 2016, Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2016
- [44] VDN Verfügbarkeitsstatistik 2004. Berichtsjahr 2004, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, 2005
- [45] VDN Verfügbarkeitsstatistik 2005. Berichtsjahr 2005, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, 2006
- [46] VDN Verfügbarkeitsstatistik 2006. Berichtsjahr 2006, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, 2007
- [47] Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik 2007. Berichtsjahr 2007, FNN im VDE, 2008
- [48] Deutscher Bundestag: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV). 2016
- [49] Leitfaden zum EEG Einspeisemanagement. Version 2.1, Bundesnetzagentur, 2014
- [50] Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung, Bundesnetzagentur, 2010



---

## Eigene Veröffentlichungen

---

Eisenreich, M., Liu, L., Balzer, G., Kessler, A.: Modellierung der Integration von Elektrofahrzeugen in ein reales Niederspannungsnetz. 2. Tagung Kraftwerk Batterie - Lösungen für Automobil und Energieversorgung. Mainz. 1.-2. Februar 2010

Liu, L., Eisenreich, M., Balzer, G., Kessler, A.: Potenzielle Einsatzmöglichkeit der Batterien von Elektroautos in Niederspannungsnetzen. 11. Symposium Energieinnovationen. Graz, Österreich. 10.-12. Februar 2010

Eisenreich, M., Balzer, G., Maurer, B.: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen mit wachsendem Anteil an dezentraler Einspeisung. 11. Symposium Energieinnovationen. Graz, Österreich. 10.-12. Februar 2010

Eisenreich, M., Balzer, G., Backes, J., Maurer, B.: Integration of PV systems into low voltage networks using standard load profiles. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ '10). Granada, Spanien. 23.-25. März 2010

Liu, L., Eisenreich, M., Balzer, G., Kessler, A.: Impact Assessment of Electric Vehicles on Existing Distribution Grids with Decentralized Photovoltaic Generators. Modern Electric Power Systems (MEPS). Breslau, Polen. 20.-22. September 2010

Liu, L., Eisenreich, M., Balzer, G., Kessler, A.: Evaluation of Absorption Capacity of Distribution Grids for Electric Vehicle Integration in Rural Areas. 2nd European Conference: SmartGrids and E-Mobility. Brüssel, Belgien. 20.-21. Oktober 2010

Eisenreich, M., Liu, L., Balzer, G.: Development and Assessment of Synthetic Load Profiles for Low Voltage Grids. 2nd European Conference: SmartGrids and E-Mobility. Brüssel, Belgien. 20.-21. Oktober 2010

Backes, J., Kessler, A., Sigle, C., Balzer, G., Eisenreich, M., Liu, L.: Untersuchung möglicher Auswirkungen von Elektromobilität und Wärmepumpen auf Verteilnetze der Nieder- und Mittelspannung anhand realer Netzbeispiele. VDE Kongress 2010. Leipzig. 8.-9. November 2010

Liu, L., Eisenreich, M., Balzer, G., Kessler, A., Teufel, F.: Possibility of Electric Vehicle Integration into Existing Distribution Grids in Various Regions. CIGRE-Symposium Bologna 2011. Bologna, Italien. 13.-15. September 2011

Eisenreich, M., Balzer, G.: Vergütung von Blindleistungsregelung im Verteilnetz. Internationaler ETG-Kongress 2011. Würzburg. 8.-9. November 2011

---

Eisenreich, M., Cao, S., Balzer, G.: Voltage Regulation in Distribution Grids with High Ratio of Distributed Generation Units. CIRED Workshop 2012. Lissabon, Portugal. 29.-30. Mai 2012, Paper 0372

Eisenreich, M., Tsioulakis, A., Balzer, G.: Voltage Control in Distribution Networks considering area-wide Use of Regulated Distribution Transformers. International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE). Iasi, Rumänien. 25.-27. Oktober 2012

Fleckenstein, M., Eisenreich, M., Balzer, G.: Energy storage system in the medium-voltage network. 2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). Breslau, Polen. 5.-8. Mai 2013, S. 232–236

Mangani, M., Kienzle, F., Eisenreich, M., Farhat Quiñones, Y., Bacher, R., Brenzikofer, A.: Grid-Box - an Open Platform for Monitoring and Active Control of Distribution Grids. 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED). Lyon, Frankreich. 15.-18. Juni 2015, Paper 1070

Bachmann, M., Balsiger, J., Bleuel, W., Bürki, A., Canepa, N., Chollet, T., Eisenreich, M., Felix, F., Früh, M., Hauser, P., Kienzle, F., Koch, T., Müller, J.: Werden auch die Trafostationen smart? Empfehlungen für einen effizienten Betrieb der Netzebene 6. Bulletin - Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von electrosuisse und VSE (2015) 9, S. 47–50

Tzanetopoulou, C., Eisenreich, M., Panneck-Conradi, T., Brenzikofer, A.: Correlation Analysis of Distribution Grid State through High-Resolution Measurement Data. CIRED Workshop 2016. Helsinki, Finnland. 14.-15. Juni 2016, Paper 0441

Brenzikofer, A., Müller, F., Ketsetzis, A., Kienzle, F., Mangani, M., Eisenreich, M., Farhat, Y., Bacher, R.: GridBox pilot project. Computer Science - Research and Development (2016)

Eisenreich, M., Farhat Quiñones, Y. u. Freunek (Müller), M.: Measurement Concept for Efficient Planning of Distribution Grids. 24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED). Glasgow, Schottland. 12.-15. Juni 2017, Paper 1030

## Anhang

Tabelle A.1: Jahresenergieverbrauch für verschiedene Standardlastprofiltypen

Jahr	H0	G0	L0
<b>Verbrauch in kWh pro Jahr</b>			
1991	999,042	1001,410	999,921
1992	1001,477	1005,858	1003,233
1993	998,128	1004,219	1000,178
1994	998,205	1004,046	1000,230
1995	998,424	1000,910	1000,269
1996	1001,964	1003,587	1003,087
1997	998,831	1000,380	1000,103
1998	998,275	1002,651	1000,249
1999	998,165	1004,132	1000,134
2000	1001,788	1002,467	1003,271
2001	998,834	1000,376	1000,149
2002	999,042	1001,410	999,921
2003	998,781	1000,468	1000,147
2004	1001,338	1007,426	1003,161
2005	998,213	1004,046	1000,230
2006	998,424	1000,910	1000,269
2007	998,841	1000,376	1000,149
2008	1001,846	1006,636	1003,004
2009	998,275	1002,651	1000,249
2010	998,165	1004,132	1000,134
2011	998,156	1004,134	1000,274
2012	1002,464	1003,050	1003,012
2013	999,042	1001,410	999,921
2014	998,781	1000,468	1000,147
2015	998,312	1002,564	1000,205
2016	1001,832	1006,720	1003,093
2017	998,424	1000,910	1000,269
2018	998,878	1000,289	1000,105
2019	998,992	1001,497	999,965
2020	1001,483	1005,858	1003,233
2021	998,165	1004,132	1000,134
2022	998,162	1004,134	1000,274
2023	998,430	1000,910	1000,269
2024	1002,001	1003,500	1003,043
2025	998,781	1000,468	1000,147
2026	998,312	1002,564	1000,205
2027	998,173	1004,132	1000,134
2028	1001,794	1002,467	1003,271
2029	998,878	1000,289	1000,105
2030	998,992	1001,497	999,965
<b>durchschnittlicher Verbrauch in kWh pro Jahr</b>			
alle Jahre	999,353	1002,727	1000,896
nur Schaltjahre	1001,799	1004,757	1003,141
nur reguläre Jahre	998,538	1002,050	1000,148
<b>Abweichungen maximaler vs. minimaler Jahresverbrauch in Prozent</b>			
alle Jahre	0,43%	0,71%	0,33%
nur Schaltjahre	0,11%	0,49%	0,03%
nur reguläre Jahre	0,09%	0,39%	0,04%
<b>Abweichungen durchschnittlicher Jahresverbrauch Schaltjahr vs. reguläres Jahr in Prozent</b>			
	0,33%	0,27%	0,30%

Tabelle A.2: Bezogene Anzahl von stochastischen Störungen mit Versorgungsunterbrechung je Fehlerort und Störungsanlass [41, 44 bis 47]

NS Mittelwerte gewichtet nach erfassten Betriebsmitteln		1	2	3	4	5	6	7	8
		Freileitung /100km FL	Kabel /100km Kabel	UW + SW /100 Felder	ONS /100 ONS	Hausanschluss /100 HA	NS-Verteiler /100 VT	Sonstige /100km SKL	Alle Fehlerorte /100km SKL
1	Erfasste Betriebsmittel	115.513	646.538		318.864	13.809.417	999.837	762.050	762.050
		0,1516	0,8484	0,0000	0,4184	18,1214	1,3120	1,0000	1,0000
2	kein erkennbarer Anlass	1,384	1,545		0,149	0,014	0,068	0,430	2,358
		3,4%	21,5%	0,0%	1,0%	4,2%	1,5%	7,1%	38,7%
3	atmosphärische Einwirkung	5,484	0,151		0,084	0,004	0,018	0,081	1,178
		13,6%	2,1%	0,0%	0,6%	1,3%	0,4%	1,3%	19,3%
4	fremde Einwirkung	2,168	1,285		0,038	0,014	0,114	0,082	1,923
		5,4%	17,9%	0,0%	0,3%	4,2%	2,4%	1,3%	31,6%
5	sonstige Einwirkung	0,449	0,287		0,085	0,007	0,045	0,049	0,585
		1,1%	4,0%	0,0%	0,6%	2,1%	1,0%	0,8%	9,6%
6	Hilfs-einrichtungen							0,007	0,007
		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
7	Rückwirkungen aus HS-Netz								0,000
		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
8	Rückwirkungen aus HöS-Netz								0,000
		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
9	(Sonstige) Rückwirkungen							0,043	0,043
		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,7%
10	Stochastische Störungen Gesamt	9,485	3,268	0,000	0,355	0,040	0,245	0,692	6,095
		23,6%	45,5%	0,0%	2,4%	11,9%	5,3%	11,4%	100,0%
11	... ohne Höhere Gewalt	5,916	2,546		0,252	0,030	0,243	0,444	4,471
		20,1%	48,3%	0,0%	2,4%	12,2%	7,1%	9,9%	100,0%
12	geplante Aus-schaltung mit VU								10,536
13	Ausfallhäufigkeit 1/a bzw. 1/(km a)	0,09485	0,03268	0,00000	0,00355	0,00040	0,00245	0,00692	0,06095
MS Mittelwerte gewichtet nach erfassten Betriebsmitteln		1	2	3	4	5	6	7	8
		Freileitung /100km FL	Kabel /100km Kabel	UW + SW /100 Felder	ONS /100 ONS	Hausanschluss /100 HA	NS-Verteiler /100 VT	Sonstige /100km SKL	Alle Fehlerorte /100km SKL
1	Erfasste Betriebsmittel	107.746	250.937	141.677	313.536			358.683	358.683
		0,3004	0,6996	0,3950	0,8741	0,0000	0,0000	1,0000	1,0000
2	kein erkennbarer Anlass	0,491	0,946	0,071	0,174			0,097	1,087
		5,2%	23,3%	1,0%	5,4%	0,0%	0,0%	3,4%	38,3%
3	atmosphärische Einwirkung	2,013	0,043	0,028	0,124			0,091	0,845
		21,3%	1,1%	0,4%	3,8%	0,0%	0,0%	3,2%	29,8%
4	fremde Einwirkung	0,939	0,398	0,032	0,101			0,013	0,674
		10,0%	9,8%	0,4%	3,1%	0,0%	0,0%	0,5%	23,8%
5	sonstige Einwirkung	0,059	0,026	0,039	0,055			0,011	0,110
		0,6%	0,7%	0,5%	1,7%	0,0%	0,0%	0,4%	3,9%
6	Hilfs-einrichtungen							0,012	0,012
		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,4%
7	Rückwirkungen aus HS-Netz							0,031	0,031
		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%	1,1%
8	Rückwirkungen aus HöS-Netz							0,008	0,008
		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,3%
9	(Sonstige) Rückwirkungen							0,070	0,070
		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,5%	2,5%
10	Stochastische Störungen Gesamt	3,502	1,413	0,170	0,453	0,000	0,000	0,331	2,835
		37,1%	34,9%	2,4%	14,0%	0,0%	0,0%	11,7%	100,0%
11	... ohne Höhere Gewalt	2,023	0,960	0,105	0,314			0,208	1,803
		33,7%	37,2%	2,3%	15,2%	0,0%	0,0%	11,5%	100,0%
12	geplante Aus-schaltung mit VU								4,217
13	Ausfallhäufigkeit 1/a bzw. 1/(km a)	0,03502	0,01413	0,00170	0,00453	0,00000	0,00000	0,00331	0,02835

Tabelle A.3: Aus-Dauern der verwendeten Betriebsmittel [41, 47]

Störungen MS gewichtet nach Anzahl	Fehlerort	Freileitung	Kabel	UW/SW (ohne Trafo)	ONS (ohne Trafo)	UW/ONS Trafo
ohne Schäden	Anzahl	4.512	1.237	202	1.293	561
	Median (h)	1,23	1,64	0,27	0,96	1,08
	Mittelwert (h)	4,25	17,07	8,76	5,22	3,28
mit Schäden	Anzahl	5.456	7.611	266	1.292	726
	Median (h)	5,64	23,17	7,33	3,28	3,35
	Mittelwert (h)	36,73	53,92	47,12	36,64	24,86
gesamt	Anzahl	9.968	8.848	468	2.585	1.287
	Median (h)	3,6	20,2	4,3	2,1	2,4
	Mittelwert (h)	22,0	48,8	30,6	20,9	15,5



---

## Lebenslauf

---

### Persönliche Daten

Name	Marc Eisenreich
Geburtsdatum	17. September 1980
Geburtsort	Rothenburg ob der Tauber
Familienstand	verheiratet

### Schulausbildung

1986 – 1990	Grundschule, Marktbergel
1990 – 1999	Georg-Wilhelm-Steller-Gymnasium, Bad Windsheim Abschluss: Allgemeine Hochschulreife (Abitur)

### Zivildienst

1999 – 2000	Bund Naturschutz, Ansbach
-------------	---------------------------

### Hochschulstudium

10/2000 – 10/2002	Studium des Wirtschaftsingenieurwesens Fachrichtung Elektrotechnik an der Universität Kaiserslautern (Vordiplom)
09/2003 – 05/2005	Studium des Ingenieurwesens an der Ecole Centrale de Lyon, Frankreich, im Rahmen eines Doppeldiplom-Abkommens Vertiefungsrichtung: Energie und Elektrizitätsnetze
10/2002 – 01/2008	Studium des Wirtschaftsingenieurwesens Fachrichtung Elektrotechnik an der Technischen Universität Darmstadt Vertiefungsrichtung (technisch): Elektrische Energiesysteme Vertiefungsrichtung (wirtschaftlich): Empirische Wirtschaftsforschung (Ökonometrie) Abschluss: Diplom-Wirtschaftsingenieur und Ingénieur diplômé de l'Ecole Centrale de Lyon

### Bisheriger beruflicher Werdegang

03/2006 – 08/2007	Studentische Aushilfstätigkeit, dann wirtschaftliche Studienarbeit „Modelling of Future Electrical Energy Demand“ (in Teilzeit) bei Lahmeyer International GmbH, Bad Vilbel
09/2007 – 01/2008	Diplomarbeit „Implementierung eines HVDC-Light-Modells ins Programmsystem NEPLAN“ bei ABB AG, Mannheim
02/2008 – 01/2013	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energieversorgung an der Technischen Universität Darmstadt
Seit 06/2013	Projektingenieur für Pilotprojekte im Bereich Smart Grid bei BKW Energie AG, Bern, Schweiz





---

## **Erklärung laut §9 PromO**

---

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Dissertation allein und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur verfasst habe. Die Arbeit hat bisher noch nicht zu Prüfungszwecken gedient.

Ipsach, 1. August 2017